

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**АТЫРАУ ОБЫЛЫСЫНЫҢ ӘКІМДІГІ
АКИМАТ АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ**

**«САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КеАҚ
НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ САФИ УТЕБАЕВА»**

**«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»**

**КАСПИЙ МАҢЫ ЕЛДЕРІНІҢ МЕМЛЕКЕТТІК УНИВЕРСИТЕТТЕРІ АССОЦИАЦИЯСЫ
АССОЦИАЦИЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ УНИВЕРСИТЕТОВ ПРИКАСПИЙСКИХ СТРАН**



ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙЫНА
120жыл



ЕмбіМұнайГаз
АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ



**ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙЫНЫҢ 120 ЖЫЛДЫҒЫНА АРНАЛҒАН
«ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙЫ: ӨТКЕНІ, БҮГІНІ ЖӘНЕ БОЛАШАҒЫ»
ХАЛЫҚАРАЛЫҚ ҒЫЛЫМИ-ТӘЖІРИБЕЛІК КОНФЕРЕНЦИЯСЫНЫҢ
МАТЕРИАЛДАР ЖИНҒЫ**

**СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«КАЗАХСТАНСКАЯ НЕФТЬ: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ»,
ПОСВЯЩЕННОЙ 120-ЛЕТИЮ КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ**

**1 қыркүйек 2019 ж.
Атырау қ., Қазақстан Республикасы**

**1 сентября 2019 г.
г. Атырау, Республика Казахстан**

УДК 622.32(063)

ББК 33.36

К 14

Редакционная коллегия:

А.У. Кушеков (отв. редактор), А.Е. Воробьев (зам. редактора),
А.Ш. Канбетов, Е.Ш. Миназова

К14 «Казахстанская нефть: прошлое, настоящее и будущее»: Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 120-летию казахстанской нефти.- Атырау: Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, 2019 г. – 393 с.

ISBN 978-601-286-080-1

В сборник включены материалы Международной научно-практической конференции «Казахстанская нефть: вчера и сегодня». Сборник содержит статьи, посвященные результатам научных и инновационных исследований в области разведки, бурения и разработки месторождений нефти и газа, технологии транспортировки и переработки углеводородов, социально-экономических и экологических проблем.

Издание предназначено для бакалавров, магистров, преподавателей вузов, специалистов нефтегазовой отрасли, руководителей и преподавателей колледжей, лицеев, системы дополнительного образования, а также широкого круга лиц, интересующихся становлением и развитием нефтяной отрасли Казахстана.

Материалы публикуются в авторской редакции. Авторы несут ответственность за достоверность материалов, изложенных в сборнике.

УДК 622.32(063)

ББК 33.36

ISBN 978-601-286-080-1

© Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, 2019

Уважаемые участники Конференции!
Дамы и господа!

Разрешите поприветствовать Вас от имени Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса KAZENERGY и Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева!

Мы живем в период, когда энергетический и экономический ландшафт планеты претерпевает значительные изменения. И сейчас требуются совместные усилия (в т.ч. и разных поколений) чтобы динамика развития носила действительно позитивный характер. В этом контексте важно учитывать накопленный опыт, текущие и будущие тренды, проводить анализ достижений и недостатков, создавать ориентиры для будущего поколения. Позвольте представить Вашему вниманию некоторые аспекты развития казахстанской нефтегазовой сферы.

Сегодня исполняется 120 лет с момента начала добычи нефти на территории Казахстана. Сейчас нефтегазовая отрасль стала базой социально-экономических реформ в стране. По итогам 2018 года наш нефтегазовый комплекс обеспечил более пятой части ВВП страны, две третьих поступлений в Национальный фонд, около 62% товарного экспорта, половину прямых иностранных инвестиций.

При этом, Казахстан развивается в глобальном пространстве и с учетом общемировых процессов. В этой связи, посмотрим на новейшую историю национальной отрасли через призму ключевых мировых трендов.

Главной тенденцией мирового рынка является рост спроса на углеводороды. Долгосрочные прогнозы всех ведущих энергетических компаний мира также демонстрируют сохранение ведущей роли нефти и газа в структуре энергоресурсов планеты в обозримой перспективе.

Так, к примеру, по недавним исследованиям ВР доля нефти и газа в спросе на энергоресурсы составит в 2040 году более 53%.

Казахстан стал одним из важных участников процесса обеспечения энергоресурсами мировой экономики. По данным ВР, наше государство входит в ТОП-5 крупных стран, которые в период 1990-2018 годы нарастили добычу нефти более чем в три раза. По данным ОПЕК, по итогам прошлого года наше государство входит в ТОП-10 стран-экспортеров нефти.

Определяющий вклад в параметры казахстанской нефтедобычи внесли три проекта-супергиганта: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. В настоящее время совокупная доля этих проектов составляет порядка 60% всего производства нефти в республике. Благодаря этим проектам был дан импульс технологическому развитию, формированию благоприятного инвестиционного климата в стране, активной заинтересованности со стороны крупнейших транснациональных корпораций мира.

Особую роль в развитии нефтегазовой отрасли Казахстана играет морское месторождение Кашаган. И здесь надо отметить другой мировой тренд – завершение периода легкоизвлекаемой нефти. По прогнозу ExxonMobil и Общества инженеров-нефтяников (SPE) к 2030 году только половина жидких углеводородов будет производиться из традиционных месторождений на суше.

Другая половина придется на низкопроницаемые коллектора, шельфовые и глубоководные месторождения и т.д. По данным Wood Mackenzie морские проекты обеспечивают около 20% прироста запасов нефти на планете, начиная с 1990 года. При этом, практически каждое недавно открытое месторождение обладает набором проблемных факторов, значительно увеличивающих финансовые и временные затраты.

Не стал исключением и Кашаган. Уникальный комплекс сложностей при реализации проекта, необходимость принципиально новых технологических решений и значительных инвестиций, коллизии вокруг статуса Каспия и т.д. - не позволили приступить к масштабному освоению в сжатые сроки.

Вместе с тем, решение сложнейших задач по месторождению позволило сейчас обеспечить добычу порядка 13 млн. тонн нефти в год. В среднесрочной перспективе ожидается выход на уровень около 20 млн. тонн. Кроме того, опыт Кашагана станет отправной точкой для реализации других потенциально крупных проектов на шельфе Каспия.

Следующий момент. Начиная с 1996 года, наблюдается последовательный рост потребления нефти со стороны развивающихся стран. В 2014 году эти государства опередили ОЭСР по спросу на нефть, в 2017 году – побили рекорд ОЭСР по максимальному показателю.

Определяющим фактором в такой динамике являются объемы спроса со стороны КНР и Индии. По данным Международного энергетического агентства: если десять лет назад Китай потреблял менее 9 млн. баррелей нефти в сутки, то в 2019 году ожидается около 13,5 млн. Похожая ситуация наблюдается в Индии, где спрос вырос с 3 до 5 млн. баррелей в сутки.

С учетом данного тренда, важно, что Казахстан смог оперативно создать транспортную инфраструктуру для поставки и транзита углеводородов в соседний Китай и другие страны. За годы независимости у нас построена диверсифицированная система магистральных трубопроводов. Реализованы такие масштабные проекты, как КТК, строительство нефте- и газопроводов «Казахстан-Китай», позволяющие доставлять казахстанские углеводороды на потенциальные рынки сбыта в Европе и Азии. При этом, продолжается работа по расширению существующих мощностей.

Есть важный тренд и на отраслевом корпоративном рынке. Еще сорок-пятьдесят лет назад в нефтяном мире полностью доминировали транснациональные корпорации. Вместе с тем, в большинстве развивающихся государств, связанных с нефтегазовой отраслью, были созданы национальные компании, которые постепенно изменили структуру глобального рынка.

В настоящее время доля национальных компаний в мировых запасах нефти и газа составляет около 80%, в добыче нефти – 58%, в производстве газа – 45%, переработке нефти – более 30%, инвестициях в Upstream – более 40%.

Естественно, что реструктуризация рынка не осталась без внимания крупнейших ТНК. Большинство компаний-мейджоров предприняли серьезные шаги по укрупнению деятельности, наращивая свои активы во всех секторах отрасли. В 21 веке мы наблюдаем уже более крупные корпорации ExxonMobil, Total, Chevron, Shell и др.

Таким образом, в начале двадцать первого века глобальный нефтяной рынок подвергся комплексной трансформации, результатом которой стало резкое усиление влияния национальных компаний и активизация процессов слияния-поглощения среди ведущих транснациональных корпораций.

Соответствует мировым тенденциям и создание в 2002 году Национальной компании «КазМунайГаз». За время своего функционирования практически все базовые показатели отечественной компании выросли более чем в два раза.

По итогам 2018 года АО НК «КазМунайГаз» обеспечивает более четверти от общего объема добычи нефти и газоконденсата в Казахстане, около шестой части – добычи природного и попутного газа, почти две третьих - от общей транспортировки нефти магистральными нефтепроводами, порядка 80% - транспортировки газа и переработки казахстанской нефти.

В целом, наша Республика учитывает важнейшие тренды в структурировании мирового рынка и использует их в национальных интересах. Вместе с тем, есть определенное отставание в вопросе формирования нефтегазохимического комплекса.

Текущие объемы экспорта базовой нефтехимии составляют очень незначительные величины (*около 70 млн. долларов*). Доля производства нефтепереработки и нефтехимии в ВВП страны остается ниже 2%. Валовая добавленная стоимость и производительность труда в нефтегазохимии также имеют динамику, далекую от желательной (*17 тыс. долларов на человека в год*).

При этом, в настоящее время на планете идет процесс постепенного перехода от главенства транспортной сферы в применении нефти и газа - в сторону промышленности. Емкость глобального химического рынка сейчас составляет порядка 4,5 трлн. долларов США, что сопоставимо с ВВП третьей страны мира - Японии. Между тем в ближайшие 15 лет ожидается удвоение размера данного рынка.

За последние сорок лет спрос на пластик в мире вырос практически в 10 раз, значительно опережая другие крупные виды промышленной продукции с высокой добавленной стоимостью. По данным Международного энергетического агентства в ближайшие 30 лет производство базовой нефтехимии (олефины, ароматика и др.) в Азиатско-Тихоокеанском регионе достигнет 300 млн. тонн в год против 160 млн. тонн в настоящее время, в Северной Америке – произойдет рост с 60 до 90 млн. тонн, на Ближнем Востоке – с 40 до 110 млн. тонн.

Что же касается Казахстана, то сейчас в стране идет формирование технологической цепочки использования энергетических ресурсов - от геологоразведки до производства товаров с высокой добавленной стоимостью.

В рамках мер по индустриально-инновационному развитию проведена работа по модернизации трех казахстанских нефтеперерабатывающих заводов в Атырау, Павлодаре и Шымкенте. Благодаря этой работе, в текущем году в Казахстане впервые за долгий период отсутствует нехватка бензина и дизтоплива. Более того, мы способны экспортировать моторное топливо.

С учетом модернизации НПЗ в Казахстане реализуются инвестиционные проекты по созданию нефтегазохимических производств мирового уровня. В их числе, «Создание комплекса по производству ароматических углеводородов (бензола и параксилола) на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе», «Строительство Интегрированного газохимического комплекса» в Атырауской области с обеспечением производства полипропилена и полиэтилена.

Представляется, что развитие казахстанской нефтегазохимии - это новая ступень в диверсификации экономики, внедрение передовых перерабатывающих технологий, создание современных инженерно-технических и рабочих мест, будущие поступления в бюджет республики. Новые проекты способны стать центром притяжения для активизации технологического роста страны.

Уважаемые участники Конференции!

Таковы только вкратце некоторые тренды мирового рынка и показатели казахстанского нефтегазового сектора.

На повестке дня стоят новые отраслевые вызовы: активизация геологоразведочной деятельности, новые фазы развития по мегапроектам ТШО, Карачаганак и Кашаган, развитие технологической базы для увеличения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, формирование нефтегазохимического комплекса и т.д.

Вместе с тем, хотелось бы также акцентировать внимание и на имидже нефтегазовой отрасли. К сожалению, существует обывательское мнение о сугубо сырьевом характере нашей отрасли. Кроме того, существуют стереотипы масштабного противостояния между традиционной и возобновляемой энергетикой.

Представляется, что надо шире пропагандировать высокотехнологичный и инновационный характер функционирования нефтегазовой сферы, в которой прогресс является приоритетной задачей для большинства современных отраслевых компаний.

Никакой конфронтации в вопросе сосуществования традиционной и возобновляемой энергетики быть не должно. Более того, между секторами возможен взаимный обмен инновациями, знаниями, подходами.

При этом новые вызовы способна решать только высококвалифицированная, энергичная и мобильная генерация кадров. Поэтому особым приоритетом является подготовка молодого поколения.

Современная молодежь, по моему мнению, способна уже сейчас закладывать основы будущей энергетики мира, используя новые креативные подходы и совершенствуя техническую и технологическую поддержку отрасли.

Казахстан, как страна, признанная в числе самых бурно прогрессирующих государств мира и входящая в мировой ТОП-15 по уровню запасов и добычи нефти, осознает и свою возрастающую ответственность в решении этих и других вопросов.

Благодарю за внимание!

А.Е. Жаксыбеков
Председатель Правления АО «Эмбаунайгаз»

**Добрый день,
уважаемые ветераны нефтяной отрасли, коллеги и участники конференции!**

Прежде чем перейти к докладу, хочу поздравить Вас с 120-летним юбилеем отечественной нефтегазовой отрасли. Это знаменательная дата для всего Казахстана. На первых эмбинских месторождениях строилось славное будущее казахстанской нефтянки, которая сегодня является локомотивом социально-экономического развития страны. Только в прошлом году нефтедобывающая отрасль Казахстана обеспечила поступление налогов и платежей в бюджет страны на более 5 триллионов тенге.

Сегодня, пользуясь данной площадкой, я благодарю всех ветеранов, бывших и действующих работников нефтегазового комплекса за Ваш нелегкий и благородный труд! Желаю всем здоровья и благополучия в семье, новых проектов и успешного развития предприятиям отрасли, мира и процветания нашей Родине - Казахстану!

Теперь перейду к моему докладу, в котором напомним об основных вехах истории становления нефтяной Эмбы и кратко расскажу о ее сегодняшнем дне и планах на будущее.

Уважаемые участники конференции!

Вам известно, что история казахстанской нефти берет начало на атырауской земле, с первого фонтана нефти со скважины №7 структуры Карашунгул в 1899 году.

Это событие стало результатом почти двухсотлетних исследований этого края, начиная с экспедиций князя Александра Бековича-Черкасского, походов сподвижника царя Петра I - Ивана Бухгольца и других исследователей.

Согласно историческим данным, первые геолого-поисковые и разведочные работы на нефть начались на месторождении Искине в 1892 году. В 1893 году интенсивное разведочное бурение развернулось в районах Доссора, Каратона, Макаата и Карашунгула.

В записях тех лет значились сведения о пробуренных в 1899 г. на Карашунгуле 17 скважинах. Нефть Карашунгула описывается как «очень легкая, прозрачная и обильная газами».

Имеются также сведения о 20 скважинах на структуре Каратон, пробуренных в 1900 году, и нескольких скважинах в 1908 году. Каратон характеризуется как «куполообразное залегание нефтеносной толщи».

В 1908 году на месторождении Искине нефтепромышленник Стахеев с глубины 228 метров получил фонтан легкой нефти с суточным дебитом 8 тонн.

Однако, мировое внимание нефтеносные районы привлекли после того, как в апреле 1911 года в Доссоре было открыто крупное месторождение нефти, качество которой по своему химическому составу превосходило ту, что добывалась в Баку.

За короткий срок к нефтедобыче в регионе приступили Западно-Уральское нефтяное общество, Центрально-Урало-Каспийское общество, Северо-Каспийская нефтяная кампания, в которых помимо британцев частью акций владели инвесторы из Германии, Франции и Швейцарии.

Через несколько лет после открытия нефтяного месторождения Доссор, в 1915 году первую нефть даёт месторождение Макат, обнаруженное компанией «Нобель». Последнее событие привело к тому, что на рубеже 1914-1915 годов добыча нефти на этих двух месторождениях переваливает за цифру в 200.000 тонн.

Революция и последовавшая гражданская война затормозили развитие эмбинских нефтяных промыслов. Восстанавливать разрушенные, частично сожжённые нефтяные промыслы и добычу приходилось в условиях полной разрухи, дефицита высококвалифицированных специалистов, текучести персонала ввиду дефицита продовольствия и пресной воды, отсутствия социально-бытовых условий и эпидемий.

Первому руководителю Эмбы Рувиму Фридману в эти годы довелось решать целый комплекс трудных задач – восстанавливать промыслы, строить инфраструктуру на производственных объектах, обеспечивать снабжение продовольствием нефтяников и их семей, нести ответственность за здоровье жителей промысла и образование детей, бороться с прогулами и обеспечивать дисциплину на промыслах.

В те трудные годы вместе с развитием нефтяных промыслов шло развитие казахстанских национальных кадров. Если на первых промыслах казахи выступали чернорабочими, сторожевыми и доставщиками грузов, уже в 20-30 гг. прошлого столетия началась реализация программы коренизации трудового персонала по пятилетнему плану подготовки квалифицированной рабочей силы в Урало-Эмбинском районе. В 1928-1929 гг. из 371 служащих число казахов составило более 30 %, из 2277 рабочих – около 46%. К 40-м годам эта цифра переваливает за 50%.

Растет также их профессионализм. Согласно сводной таблице количества стахановцев по Казахстаннефтекомбинату на Доссор, Макат, Искине, Косчагыл, Байчунас составляет от 83% до 97%.

Несмотря на трудности первых лет, добыча на нефтяных промыслах неуклонно росла. Во второй половине 20-х годов прошлого столетия нефтяники Эмбы первыми в СССР, начали применять роторное вращательное бурение, что способствовало развитию буровых работ. Первыми эмбинцы в Доссоре и Макате освоили сверхглубокое бурение того времени, до 2500-2800 м.

Форсирование поисково-разведочных работ и открытие ряда месторождений в 30-е годы диктовалось необходимостью создания прочной сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности, создавались лаборатории, открылся нефтяной техникум. Началось строительство нефтепровода Гурьев-Эмба-Орск.

Суровым испытанием для всей страны стала Великая Отечественная война. Безустанный труд нефтяников Эмбы, добывавших тысячи тонн нефти и снабжавших горячим армией, был весомым вкладом в победу над фашизмом. В годы Великой Отечественной войны «Эмбанефть» не останавливала свою работу ни на минуту. В эти годы на Эмбе добывается на 39% нефти больше, чем за 5 довоенных лет. Наперекор трудностям военного времени были введены в разработку месторождения Сагиз, Жолдыбай, Комсомольское, Кошкар, прокладывались нефтепроводы Комсомольск-Макат, Кошкар-Сагиз, была построена паротурбинная электростанция на Камыскуле.

Большая потребность в качественном топливе в военные и послевоенные годы дала мощный толчок к развитию. Был построен Гурьевский нефтеперерабатывающий завод.

Казахстанскими нефтяниками впервые в СССР был освоен вторичный метод добычи нефти. Сданы в эксплуатацию месторождения Мунайлы, Бекбике и Каратон. Был освоен турбинный способ бурения.

А с 1945 года трест «Эмбанефть», преобразованный в производственное объединение «Казахстаннефть», включал в себя все предприятия нефтяной отрасли, действовавшие после войны на территории Казахской ССР.

К концу 40-х добыча приблизилась к миллиону тонн в год. 50-е - ознаменовались как период активных геологоразведочных работ, в результате которых были открыты новые месторождения: Теренозек, Тажигали, Тюлес, Кара арна. Уже в 1968 г. объем добычи нефти в Эмбе достиг 2 миллионов тонн.

В 60-е годы стало внедряться скоростное турбинное бурение, значительно возросли технические возможности буровых станков. Были открыты и введены в разработку месторождения Карсак, Прорва, Мартыши, Танатар, Камышитовое Юго-Западное и Кенкияк.

Уважаемые участники конференции!

За всю большую и славную историю в нефтяной Эмбе накоплен большой объем информации и огромный опыт геологических исследований и добычи нефти. Здесь выросли поколения талантливых казахстанских нефтяников и руководителей. Эмбинские геологи открыли крупнейшие месторождения углеводородного сырья на территории Западного Казахстана - Тенгиз, Узень, Мангышлак, Прорва, Кенбай.

Невзирая на трудности, эмбинцы своей целеустремленностью и самоотверженным трудом создавали благополучие будущих поколений. Среди этих людей – Сафи Утебаев, Булекбай Сагингалиев, Жолдаскали Досмухамбетов, Махамбет Батырбаев, Наиф Камалов и многие другие.

Основа стабильности нашей Компании – трудовые династии, их более двадцати, в них три и более поколения связали свою жизнь с нелегкой профессией нефтяника. Общий стаж работы в некоторых из них превышает 200 лет. Среди них династии - Жылкышиевых, Курманкуловых, Торехановых, Салиевых, Кулбалиевых, Бекмурзиевых, Ондашевых, Бешимовых, Корпебаевых, Уалиевых, Бисенбаевых, Жакашевых, Айдарбековых, Раимбергеновых и др.

Благодаря трудовым династиям в Компании сохраняется преемственность поколений, поддерживается семейное наследование профессии и передается бесценный опыт, у подрастающего поколения воспитывается уважение к труду, гордость за свою профессию.

Есть также вклад людей, кто, не будучи нефтяником по профессии, вносил свою трудовую лепту в развитие отрасли. Среди них – энергетики, снабженцы, инженеры-автоматчики, водители спецтехники, сотрудники сервисных служб, медицинские работники и многие другие.

Сегодня акционерное общество «Эмбаунайгаз» - современная нефтяная компания, осуществляющая геологоразведку, разработку, добычу и подготовку нефти и газа. Главными приоритетом для компании является безопасность персонала и производственной деятельности. В этом направлении в прошлом году мы добились нулевых показателей по смертности и авариям.

В прошлом году была принята Концепция развития компании на предстоящие 10 лет. В будущем мы видим Эмбу высокоэффективной нефтегазовой компанией с мажоритарным государственным участием, соответствующей самым высоким стандартам безопасности, обладающей высококвалифицированным персоналом и рентабельной ресурсной базой, обеспечивающей долгосрочное развитие.

Сегодня перед нефтяниками Эмбы стоит задача удержать нынешний темп добычи нефти на уровне **2,8-2,9** млн.тонн в год, при том что большая часть эмбинских месторождений прошла пик добычи. Поэтому приоритетной задачей для коллектива,

насчитывающего около 5 тысяч работников, является вопрос о восполнении ресурсной базы.

На протяжении последних 5 лет компания активизировала геологоразведочные работы: были определены приоритетные направления для проведения поисково-разведочных работ как в пределах разрабатываемых месторождений, так и на перспективных структурах, в пределах разведочных блоков Тайсойган и Каратон-Саркамыс.

Объемы финансирования геологоразведочных работ выросли от 3,2 млрд. тенге в 2015 г. до 22,8 млрд. тенге в 2019 г. При этом главным показателем эффективности ГРП определены не финансовые затраты, а прирост запасов.

На текущий момент открыты, разведаны и введены в эксплуатацию нефтегазовые месторождения Уаз Восточный, Юго-Восточный Новобогат (надкарнизный), Новобогатинское Западное, Новобогатинское Центральное, С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) и Уаз Северный.

Проведена большая работа по анализу исторических геолого-геофизических материалов по контрактным территориям. По результатам были подобраны для расконсервации и повторного испытания ряд ранее пробуренных скважин на структурах Карасор Западный, Карасор, Акнияз и Атанак разведочного блока Каратон-Саркамыс и на структурах Матенкожа и Бажир разведочного блока Тайсойган.

Совместно с геологами НК «КазМунайГаз» обосновано проведение большого объема сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ (5600 кв. км) на слабоизученных северной, центральной и юго-восточной частях разведочного блока Тайсойган, обладающего перспективами новых более-менее значимых открытий на небольших глубинах (до 4000 м).

Также хочу отметить, что получено одобрение корпоративных органов НК «КазМунайГаз» на бурение поисково-разведочной скважины глубиной 6000 м на отложения карбона и верхнего девона на структуре Каратон-Подсолевой, подготовленной нами по результатам сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ, проведенных в 2015-2016 гг. Высокая перспективность обнаружения нефти и газа на данной структуре также подтверждена заключениями независимых экспертов, в том числе профессорами Российского государственного университета нефти и газа имени Губкина.

Как Вам известно, в последние несколько лет АО «Эмбамунайгаз» успешно реализует проект по цифровизации своих месторождений. В 2016 году проект «Интеллектуальное месторождение» был в пилотном порядке внедрен на небольшом месторождении «Уаз» (НГДУ «Кайнармунайгаз»). После получения положительных результатов было принято решение о тиражировании системы на другие месторождения компании. Проект Эмбы «Интеллектуальное месторождение» включен в государственную программу «Цифровой Казахстан». В рамках программы внедрения проекта «Интеллектуальное месторождение» на добывающих активах Компании до 2023 г. будут оцифрованы 10 крупных месторождений Эмбы.

Одной из базовых ценностей Компании является бережное отношение к родной земле. К сожалению, добыча в годы становления отечественной нефтянки велась без соблюдения каких-либо природоохранных мер, да и законодательство тех лет допускало добычу с применением амбаров, нефтеловушек, и сброса нефтяной эмульсии на рельеф местности. В результате огромные территории были загрязнены нефтяными отходами.

В последние десятилетия компания ведет большую работу в этом направлении, и планируется к 2022 году полностью завершить очистку исторически замазученной нефтепродуктами земли в пределах горного отвода.

С целью охраны от воздействия на прибрежные и водные экосистемы укрепляются защитные дамбы на территории м/р Прорва НГДУ "Жылыоймунайгаз", производится постоянный мониторинг подтопленных и затопленных скважин находящегося в консервации месторождения Тажигали.

Компания планомерно реализует проекты по утилизации попутного нефтяного газа, целью которых является сокращение и в перспективе 100% исключение сжигания попутного нефтяного газа на факелах месторождений. В этих целях работают установки по подготовке попутного нефтяного газа на месторождениях Восточный Магат НГДУ «Доссормунайгаз», С. Балгимбаева НГДУ «Жайыкмунайгаз» и Прорвинской группы месторождений (УКПГ). Мощность последней - **150 млн.** кубометров в год. Здесь газ очищается от сероводорода, а также производится товарная продукция: товарный газ, товарная гранулированная сера, стабильный газовый конденсат.

Учитывая, что одним из актуальнейших вопросов для региона сейчас является водообеспечение, ведутся работы по исследованию и дальнейшему использованию подземных вод для производственных нужд объектов компании на территориях Южно-Эмбинского бассейна и Кайнарского массива с оценкой запасов подземных вод альб-сеноманских отложений.

Сегодня в компании активно внедряются новые подходы, используемые в международных компаниях по минимизации негативного воздействия на окружающую среду, повышению уровня экологической безопасности и рациональному использованию природных ресурсов. Не случайно в текущем году АО «Эмбаунайгаз» заняла третье место в Рейтинге открытости нефтегазовых компаний Казахстана в сфере экологической ответственности, организованного Всемирным фондом дикой природы России и группой «КРЕОН» при поддержке Министерства энергетики РК и в партнерстве с Программой ООН по окружающей среде в Центральной Азии.

Как социально-ответственный недропользователь, «Эмбаунайгаз» вносит весомый вклад в экономику страны и социально-экономическое развитие Атырауской области. В 2012-2018 гг. Компания выплатила налогов в республиканский и местный бюджеты более 897 млрд. тенге, на развитие региональной инфраструктуры выделено более 4,3 млрд. тенге.

На протяжении 4 лет, компания успешно реализует Программу дуального обучения студентов высших и средних учебных заведений, направленную на подготовку квалифицированных специалистов для нефтегазовой отрасли.

С 2015 года на производственных объектах Эмбы прошли дуальное обучение 97 студентов. Из них 20 – студенты Высшего колледжа «APEC PetroTechnic», 73 – студенты Атырауского университета нефти и газа имени С. Утебаева и 4 – студенты Уфимского государственного нефтяного технического университета. Более половины стажёров, прошедших у нас производственную практику, по итогам тестирования трудоустроены в Компанию.

В ближайшее время компания расширяет перечень учебных заведений для прохождения дуального обучения. «Эмбаунайгаз» готовится к подписанию меморандума с Атырауским политехническим колледжем имени С. Мукашева по изучению преподавательским составом производства и новых технологий, внедряемых в компании, для дальнейшего включения этой информации в учебный процесс.

На оказание спонсорской и благотворительной помощи с 2012 по 2018 годы Компания выделила более 2-х миллиардов тенге. За последние три года Компания поддержала более 170-ти общественных организаций и несовершеннолетних детей, страдающих тяжелыми заболеваниями.

С 2015 по 2018 гг. спонсорскую помощь получили детский дом им. Казыбаева для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, организация ветеранов Атырауской области и города Атырау, Атырауская областная больница, Дом престарелых и людей с ограниченными возможностями, Атырауский областной перинатальный центр, Атырауское городское общество инвалидов, **дети с онкологическими заболеваниями, ДЦП, болезнями опорно-двигательного аппарата, нуждающиеся в срочном оперативном лечении за пределами страны и последующей реабилитации.**

Коллектив АО «Эмбаунайгаз» всегда отличался гражданской активностью и социальной ответственностью.

С 2015 по 2018 гг. эмбинцы на личные средства обеспечили жильем 13 семей из социально-уязвимых слоев населения г. Атырау и Восточно-Казахстанской области.

В июне текущего года нефтяники Эмбы на собранный однодневный заработок приобрели в дар жилье для 8-ми многодетных малообеспеченных семей из 5-ти районов Атырауской области.

Месяц назад коллектив присоединился к республиканской акции «Арыс. Біз біргеміз». На выделенную сотрудниками помощь были приобретены комплекты школьной одежды и портфели для 400 учащихся 16 школ из малообеспеченных многодетных семей г. Арыс, пострадавших в результате взрывов. В августе эмбинцы приняли участие в другой республиканской акции «Дорога в школу» и обеспечили школьной одеждой 70 детей всех районов Атырауской области.

Уважаемые участники конференции!

В своем докладе я остановился на основных вехах исторического и современного развития нефтяной Эмбы, в то время как в Компании реализуются масштабные проекты практически во всех направлениях.

Еще раз поздравляю всех присутствующих с 120-летием казахстанской нефти! Желаю плодотворной работы на конференции!

Благодарю за внимание!

СЕКЦИЯ 1

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

120 ЛЕТ КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ

А.У. Кушекков, А.Е. Воробьев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»

Показана история становления и развития казахстанской нефти от начала в 1899 г. до современного этапа.

Ключевые слова: Казахстан, нефть, история.

В настоящее время Казахстан является одной из нефтедобывающих стран мира, в которой нефть промышленно начали добывать ещё в конце XIX века, намного раньше чем в Иране, Саудовской Аравии, Кувейте, Мексике, Норвегии [1].

Первыми высокую вероятность нахождения на западе Казахстана промышленных запасов нефти отметили российские военные, путешественники и ученые [8]. Так, сведения о нефтеносности казахской земли встречаются, например, в записках А. Бековича Черкасского, направленного по указу еще Петра I из Астрахани в Хиву. Эта экспедиция в 1717 г. пересекла территорию Атырауской области и собрала общие географические и гидрогеологические данные об этой местности (включая сведения о наличии здесь нефти).

Затем Западный Казахстан в течение XVIII и первой половины XIX веков исследовали следующие ученые [8]: И. Лепихин (1771 г.), П. Рычков (1772 г.), П. Паллас (1775 г.), С. Гмелин (1783 г.) и другие. Здесь они собрали различные гидрографические и топографические сведения, а также первичные геологические данные о имеющихся на этой территории полезных ископаемых.

Во второй половине XIX века уже началось и более детальное геологическое исследование территории Западного Казахстана [8], когда ученые описали уже некоторые месторождения полезных ископаемых и дали характеристику природно-климатическим особенностям территорий. Так, начало более детального обследования природных богатств Урало-Эмбинского района относится к 1892 г., когда Акционерное общество Рязанско-Уральской железной дороги направило специальную экспедицию Геологического комитета во главе с геологом Никитиным для изучения ряда месторождений нефти и др. полезных ископаемых.

Эта экспедиция впервые организовала поисковые работы и пробурила по нескольку скважин в местностях Доссор, Искине и Карачушул. Обнаруженная в котловане соленого озера Карашунгул нефть по своему химическому составу оказалась более легкой и качественной, чем бакинская [11], с удельным весом 0,82 против 0,87 г/см³, что привлекло внимание российских предпринимателей.

В результате Ю. Лебедев из г. Соль-Илецка, обративший внимание на выходы нефти близ урочища Карашунгул, в 1892 г. сделал первую заявку на разведку здесь нефти. Однако, быстро истощив собственные средства, он продал за 26 тыс. рублей свои заявки гвардии штабс-капитану Леману, который и основал на Эмбе первую (1898-1909 гг.) нефтепромысловую контору «Леман и Ко».

В 1899 г. нефтеносные участки были проданы Леману, Доппельмаеру и Грумм-Гржимайло. которыми было создано "Эмба-Каспийское товарищество" [11]. На месторождении Карашунгул они пробурили 21 скважину глубиной 38 до 275 метров.

В ноябре 1899 г. в казахстанском урочище Карашунгул (которое расположено приблизительно на расстоянии 35-40 километров от Каратона, находящегося на берегу Каспийского моря) из скважины № 7, глубиной 40 м ударил первый нефтяной фонтан (с

суточным дебитом 22-25 т, а всего более 5 тыс. т нефти), положив начало истории казахстанской нефти [10].

Такой результат привлек внимание к этому району и других нефтепромышленников и в результате в 1916-1917-х гг. компания «Эмба-Каспий» заложила здесь 14 буровых скважин глубиной средним 150 метров в [10].

29 апреля 1911 г. из скважины № 3 в урочище Доссор ударил мощный фонтан нефти, струя которой поднялась на высоту 20-25 м. Ее качество оказалось очень хорошим, содержание керосина превышало 70 %. Так было положено начало крупной промышленной добыче на Эмбе. Двумя годами позже в Гурьевской области открывается месторождение Макат [10], на котором совместно с Доссором к 1914 г. добывается свыше 200 тыс. тонн нефти.

В 1910-1913 гг. при непосредственном участии английского капитала, который стал пионером масштабного промышленного освоения нефтяных месторождений Казахстана, возникают крупные акционерные нефтяные компании. Это – Западно-Уральское нефтяное общество с ограниченной ответственностью (1912 г.), Центрально-Урало-Каспийское общество (1912 г.), Северо-Каспийская нефтяная компания (зарегистрированная в 1914 г. в Лондоне), нефтепромышленное и торговое акционерное общество «Эмба» (1911-1919 гг.) [8]. Его основной капитал составлял 6 миллионов рублей, из которых доля англичан – 2,5 млн. руб., или 42,5 % акций, – принадлежала «Товариществу братьев Нобель». Другая часть акций принадлежала немцам и французам.

Новый импульс развитию геолого-разведочных исследований на территории Западного Казахстана был получен в советский период в 1925-1926 годах. В 1925 г. перед нефтяниками треста «Эмбанефть» была поставлена конкретная задача: в течение 5-7 лет разведать структуры с признаками нефтегазоносности площадью 3500 квадратных верст на территории северных районов (Темирского района) Актыобинской области [10].

Согласно этим задачам, к началу 30-х годов XX века поисковые работы вышли за пределы Южной Эмбы и стали проводиться на территории Актыобинской области. В связи с этим возникла необходимость организации территориального треста «Актобенефтеразведка», а позднее - треста «Казнефтеразведка» в г. Гурьеве (Атырау).

Во второй половине 20-х гг. XX века нефтяники Эмбы начали применять роторное вращательное бурение, что способствовало развитию буровых работ, а также росту глубины скважин, темпа вскрытия и разведки нефтяных залежей [10]. Вращательное бурение на Эмбе было применено впервые в СССР. В результате этого, средняя глубина скважин с 196,7 м в 1929 г. возросла до 637,7 м в 1932 г. Нефтяники Эмбы первыми в СССР и Европе освоили на Доссоре (фото) и Макате сверхглубокое бурение того времени, до 2500-2800 м.

В 1931 г. бурением скважины №10 трестом «Актобенефтеразведка» в Актыобинской области открывается месторождение Шубаркудык. В 1993 г. месторождение Жаксымай [10]. Эти оба месторождения находились довольно далеко от г. Гурьева, поэтому вскоре возникла проблема транспортировки добываемой нефти, которая была решена строительством железной дороги «Гурьев – Кандагаш», соединившей месторождения Шубаркудык и Жаксымай с Доссором и Макатом.



Фото. Нефтепромысел на Доссоре

Таким образом, к концу 20-х гг. геологоразведочные работы расширились, чему способствовал охват геологоразведочными работами значительной части Актюбинской области. В течение 5 лет изучением нефтяных месторождений Западного Казахстана занимались 135 геологических и геофизических партий. Это привело к значительному росту объемов работ геолого-разведочных [10]. Например, если в первоначальный период было пробурено 42328 п.м. скважин (в среднем 5300 м в год), то после 1920 г. пробурено 284 тыс. п.м. (в среднем 20600 п.м. в год). С 1920 по 1929 гг. на промыслах Урало-Эмбинского района было добыто 1630 тыс. т нефти, на 19 % больше по сравнению с количеством, полученным за весь дореволюционный период.

В дальнейшем Совет Народных Комиссаров КАССР принял специальное постановление «О мероприятиях по развитию Эмба-Нефти» от 29 января 1934 г. № 86, в котором обязал «Эмбанефть» ввести в эксплуатацию месторождение Косшагыл и Искене, а также построить там же электростанции, соорудить нефтехранилища и построить водопровод [10]. Особое внимание в постановлении обращалось на необходимость строительства железной дороги «Мака́т – Косшагыл» и ветку на Искене.



Фото. Первые нефтяники

В послевоенные годы деятельное участие в освоении недр Прикаспия принял президент Академии наук Казахстана, выдающийся исследователь, академик К.И. Сатпаев. По его инициативе было решено приступить к изучению глубокозалегающих отложений триаса междуречья «Урал – Волга», бортовых зон Прикаспия [11]. Были определены места проведения буровых работ в районах Мангышлака, на побережье Каспия. К началу 60-х годов XX века в пределах Гурьевской (в настоящее время Атырауской) области было выявлено и подготовлено 16 месторождений нефти, с суммарными геологическими запасами порядка 100 млн. тонн.

В 1960 г. было открыто месторождение Прорва, ставшее самым крупным в то время открытием в истории нефтяной Эмбы. Открытие в 1961 г. крупнейших месторождений Жетыбай и Узень дало начало новой нефтегазодобывающей базе Казахстана на Мангышлаке [11]. В 1968 г. в междуречье «Урал – Волга» было введено в разработку нефтяное месторождение Мартыши. На базе открытых новых нефтяных месторождений было создано крупное нефтегазодобывающее управление "Жаикнефть", оснащенное передовой, на тот период, техникой и дающее большую часть добываемой "Эмбанефтью" нефти.

В настоящее время Республика Казахстан занимает 9-е место в мире по объему разведанных запасов нефти [8]. Так, запасы разрабатываемых и подготовленных к разработке 202 месторождений составляют 2,2 млрд. т нефти, 0,7 млрд. тонн газового конденсата и 1,8 трлн. м³ газа. При этом нефтегазоносные районы занимают более 60 % площади республики (рис. 1). Основные запасы сосредоточены на гигантских месторождениях Кашаган [6,9] и Тенгиз, а также Карачаганак и Узень.

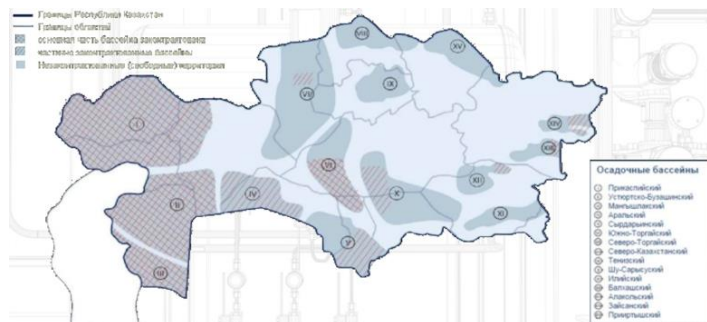


Рис. 1. Потенциал нефтегазовой отрасли Казахстана

Казахстан находится на 26-м месте среди стран, добывающих углеводородное сырье, добыв в 2018 г. около 90 млн. т нефти.

Нефтяные компании на территории Казахстана многочисленны (более 300) — от весьма крупных транснациональных корпораций довольно (НК Казмунайгаз, Тенгизшевройл, CNPC-Актюбемунайгаз, Карачаганак Петролиум Оперейтинг и другие) до мелких компаний (рис. 2).



Рис. 2. Количество компаний в сфере добычи сырой нефти и природного газа в Казахстане по масштабу (на 22.08.2016 г.) [7]

Казмунайгаз — крупнейшая национальная нефтегазовая компания Казахстана по добыче, разведке, переработке и транспортировке нефти. В активе Казмунайгаза находится Разведка Добыча «КазМунайГаз», Казахойл-Актюбе (67 %), Мангистаумунайгаз (50 %), Тенгизшевройл (20 %), КазМунайТениз (20 %), Кашаган [2, 4] (16,81 %), PetroKazakhstan (33 %) и другие.

Протяженность трубопроводной сети Казахстана составляет 7 277 км (рис. 3). В настоящее время осуществляется эксплуатация 3-х главных нефтепроводов [5]: «Тенгиз – Новороссийск» (Каспийский трубопроводный консорциум - КТК) и «Атырау – Самара», а также Казахстанско-Китайский трубопровод - ККТ. В 2013 г. по магистральным трубопроводам было транспортировано 67.2 млн. т. нефти.



Рис. 3. Схема транспортировки казахстанской нефти

Свыше 11 млн. т нефти транспортируется Каспийским морем через порт Актау, а около 5 млн. т экспортируется железнодорожным транспортом.

В Республике Казахстан функционирует 3 нефтеперерабатывающих завода: Атырауский, Павлодарский, Шымкентский. Их суммарная мощность составляет 18,5 млн. т нефти в год (370000 млн. баррелей) при средней глубине переработки 65,3 % [8].

Незначительные объемы нефти перерабатываются также и на Казахском газоперерабатывающем заводе.

В настоящее время для нефтегазовой отрасли 25 высших учебных заведений Казахстана обучают свыше 12 тыс. студентов. Среди этих вузов особое место занимает Атырауский университет нефти и газа (как единственный специализированный казахстанский университет), поэтому университету присвоили имя основоположника нефтегазовой отрасли Казахстана - Сафи Утебаевича Утебаева (Почетный нефтяник СССР, Заслуженный деятель науки и техники Казахской ССР, Почётный гражданин Атырауской области, г. Актау и Жанаозена, в числе первых инженеров-нефтяников казахов в 1935 г. окончил Бакинский нефтяной институт, в 1965-1971 гг. – директор объединений «Казахстаннефть» и «Мангышлакнефть» в статусе министра республики), а в августе 2019 г. состоится торжественное открытие памятника.



Сафи Утебаевич Утебаев
(25 мая 1909 г., п. Карабау Гурьевской области — 12 апреля 2007 г., Алматы, Казахстан)

С. Утебаев по праву считается патриархом казахстанской нефти: с ним связано открытие и разработка важнейших нефтегазовых месторождений Казахстана: Жетыбай, Каратон, Кенкияк, Кульсары, Мунайлы, Узень и многих других.

Литература

1. Воробьев А.Е., Синченко А.В. История нефтегазового дела в России и за рубежом. М., РУДН. 2013. 137 с.
2. Воробьев А.Е., Болатова А.Б., Каукунова А.С. Разработка структурно-тектонической модели нефтяного месторождения Кашаган // Нефтегазовые технологии, №7. 2012. С. 27-33.
3. Воробьев А.Е., Каукунова А.С. Геолого-геофизическая характеристика нефтяного месторождения Алибекмола // Сборник тезисов и статей Всероссийской конференции: Проблемы геологии, планетологии, геоэкологии и рационального природопользования. Новочеркасск. НПИ. 2011. С. 27-30.
4. Воробьев А.Е., Каукунова А.С., Роман А., Нуршина А.Р. Гидродинамические исследования скважин и пластов на примере нефтяного месторождения Кашаган (Казахстан) // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. М., РУДН. 2011. С. 21-22.
5. Воробьев А.Е., Нуршина А., Роман А.Т., Каукунова А.С. Разработка трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов на территории республики Казахстан // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. М., РУДН. 2011. С. 37.
6. Воробьев А.Е., Янковский А.В., Каукунова А.С. Структурная модель нефтяного месторождения Кашаган (Казахстан) // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. М., РУДН. 2011. С. 289-290.
7. Крупнейшие нефтегазовые компании Казахстана // <https://kazdata.kz/04/2016-kazakhstan-08-otrasl-neftegazovye-kompanii-311-310-305.html>.
8. Нефтяная отрасль Казахстана // <https://vikidalka.ru/2-149876.html>.
9. Шикиева А.С., Воробьев А.Е., Каукунова А.С. Особенности нефтяного месторождения Кашаган (Казахстан) // В сборнике: Современные проблемы механики, энергоэффективность сооружений и ресурсосберегающие технологии / Сборник трудов

научной школы-семинара молодых ученых и студентов с международным участием. 2015. С. 25-26.

10. Этап становления добычи нефти // <http://www.formergeographer.ru/forahs-943-1.html>.

11. Нефтяная история Казахстана // https://vuzlit.ru/1059228/neftyanaya_istoriya_kazahstana.

УДК 625.24

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ, ПОЛУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ф.А. Агзамов¹, Б.Т. Умралиев², И.Н. Каримов³

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия, faritag@yandex.ru

²ТОО «КМГ-Инжиниринг», Нур-Султан, Казахстан, b.umralliyev@niikmg.kz

³ООО «Цементные Технологии», Уфа, Россия, ct.ufa@cemteh.ru

Добыча высоковязких нефтей и битумов часто связана с прогревом продуктивного пласта путем закачки в него теплоносителя, что обуславливает вероятность протекания термической коррозии цементного камня, а не большая глубина залегания высоковязких углеводородов создает серьезные проблемы на этапе крепления скважин.

После закачки теплоносителя основным требованием к цементному камню является его термостойкость. При этом, в отличие от высокотемпературных скважин, цементный камень начинает твердение при низких температурах и, затем подвергается температурному воздействию, что существенно влияет на последовательность образования продуктов твердения и прочность получаемого камня.

Для обеспечения термической стойкости предлагается управление кинетикой его фазообразования. Существенную роль при этом играет дезинтеграторная обработка тампонажной смеси, обеспечивающей активацию кремнеземистых компонентов, что подтверждено электронно-микроскопическими исследованиями.

Комплексная модификация цементов, позволила обеспечить кольматацию поглощающих пластов фиброй, повысить удароустойчивость камня, расширение камня, а также минимизировать время между окончанием цементирования и началом твердения.

Для паронагнетательных скважин разработан тампонажный материал ЦТ ACTIVE II-160 КМ, выпускаемый ООО «Цементные Технологии», при получении которого обеспечивается дезинтеграторная активация и комплексная модификация цементов, учитывающие специфические особенности технологии крепления и работы крепи в этих скважинах. При получении.

В процессе проведения термоциклических испытаний не было обнаружено сбросов прочности цементного камня, характерных для термической коррозии, что подтверждено механическими, ультразвуковыми и рентгенофазовыми исследованиями.

Тампонажным цементом ЦТ ACTIVE II 160 КМ с высокими результатами зацементированы обсадные колонны в более чем на 150 паронагнетательных скважинах где использовано более 25000 тонн цемента.

Ключевые слова: паронагнетательные скважины, тампонажные материалы, термостойкость, дезинтеграторная обработка, комплексная модификация.

Специфика добычи высоковязких нефтей и битумов часто связана с тем, что для интенсификации процесса добычи углеводородов в продуктивный пласт прогревается

путем закачки в него теплоносителя с температурой выше 200°C. Это обуславливает дополнительные требования к крепи скважины, связанные с термической коррозией цементного камня. Месторождения подобного типа широко распространены и во многих зарубежных странах.

Другой особенностью данной категории скважин является не большие глубины скважин (100-150 м), примерами могут служить Ярегское, Ашальчинское, Карабикуловское и др. месторождения России. В тоже время в некоторых странах (Куба, Венесуэла, Канада) есть месторождения с глубиной залегания продуктивных пластов на глубине более 1000 м.

Рассмотренные особенности паронагнетательных скважин создают серьезные проблемы на этапе крепления скважин, над которыми работают многие организации.

На малых глубинах продуктивные пласты представлены рыхлыми и слабощементированными породами, включающих зоны интенсивных поглощений, приводящих к потере циркуляции при проводке скважины и цементировании обсадных колонн. При этом конструкции скважин могут включать 3-4 колонны. Бурение скважин проводится со специальных установок и, как правило, начинается с зенитным углом 45°, с последующим набором угла до 90°С [1, 2].

На герметичность крепи скважины наиболее серьезное влияние оказывают степень заполнения затрубного пространства тампонажным раствором и состояние цементного камня при знакопеременных температурных и механических воздействиях процессе углубления скважины и ее последующей эксплуатации.

Естественно, что существенная роль в повышении степени замещения бурового раствора тампонажным применяемой оснастке обсадных колонн и технологии цементирования.

Общепризнано, что турбулизация потока тампонажного раствора обеспечивает лучшее замещение бурового раствора тампонажным [3, 4]. В то же время, достижение турбулентного режима течения увеличением подачи насосов для многих месторождений становится не эффективным из-за роста гидродинамических давлений в затрубном пространстве в интервалах залегания поглощающих пластов. В этой связи необходимо минимизировать реологические характеристики тампонажных растворов, повышая их растекаемость до 250-260 мм за счет пластифицирующих добавок. Повышение водоцементного отношения при этом нецелесообразно, поскольку важно сохранить минимальные фильтрационные характеристики тампонажного раствора (водоотдачу менее 50 см³/30 мин) и минимальное водоотделение. Последний показатель должен быть нулевым при измерении в наклонных цилиндрах.

Увеличение объема тампонажного раствора на 30-50% против расчетного, с «выбросом» излишнего раствора также повышает качество вытеснения бурового раствора тампонажным.

Снижение вероятности поглощений в процессе продавки цементных растворов и его подъём до устья, возможны только при использовании тампонажных растворов, обладающих кольматирующим эффектом. Проведенные эксперименты и промысловый опыт показали, что хороший эффект достигался при оптимальном сочетании армирующей фибры и реагентов понизителей водоотдачи. В частности, при использовании армированных тампонажных цементов удалось исключить недоподъёмы тампонажного раствора при цементировании.

Для создания надежного напряженного контакта на контактных зонах цементного камня последний должен иметь расширение 1,5-2,5% в период от 1 до 3 суток, когда структура цементного камня уже набрала прочность, но ещё и достаточно «эластичная». Повышение величины расширения и продолжительности периода расширения отрицательно сказывается на прочности и проницаемости получаемого камня за счет развития внутренних напряжений. Данные требования подробно обоснованы в работах [5-8].

Наличие армирующей добавки повышает эффективность работы расширяющих

добавок за счет того, что ее кристаллизационное давление передается на продукты твердения и пространственный на каркас, образованный фиброй. При этом одновременно повышается сопротивляемость камня динамическому разрушению [9-12].

При закачке теплоносителя крепь скважины будет подвергаться переменным растягивающим нагрузкам, поэтому армирование применяемых тампонажных составов для увеличения его сопротивляемости знакопеременным и ударным нагрузкам является необходимым.

Поскольку длина скважин по стволу на месторождения с небольшой глубиной залегания продуктивных пластов редко превышает 300-700 м, весь процесс цементирования продолжается менее 1 часа. Поэтому важно управление консистенцией раствора, которая должна достигать 30 Вс за 1,5-2,0 часа, а 70 Вс не более чем 2,5 часа. Время начала схватывания раствора должно быть максимально коротким 2,5-3 часа, а разница между началом и концом схватывания 25-35 мин.

В этом плане эффективным является предварительное 30-60 мин кондиционирование тампонажного раствора в осреднительных емкостях перед закачкой его в скважину. Это позволит избежать негативных последствий, связанных с седиментацией и водоотделением в тампонажном растворе, находящемся в состоянии покоя [13].

После закачки теплоносителя основным требованием к цементному камню должна быть его термостойкость. При этом важно учитывать, что в обычных высокотемпературных скважинах, цементный раствор сразу начинает твердение при высоких температурах и все компоненты тампонажного материалы, активируясь температурой, начинают взаимодействовать между собой. В паронагнетательных скважинах цементный камень после его закачки твердеет и долго находится при низких температурах, и только потом подвергается термической обработке.

Особенности твердения накладывают существенные отличия в последовательности образовании продуктов твердения и их последующем поведении.

Известно, что наибольшей склонностью к термической коррозии обладают высокоосновные продукты твердения, в которых соотношение $\text{CaO/SiO}_2 \geq 1,5$ [5, 14, 15]. Поскольку в портландцементе CaO/SiO_2 составляет 2,6 - 2,8 то продукты его твердения априори являются термически не стойкими. Поэтому наличие 40-50% молотого кремнезема является обязательным для всех высокотемпературных цементов.

В паронагнетательных скважинах, в отличие от высокотемпературных скважин, на первом этапе твердения (при нормальных температурах и даже ниже нормальных) песок любой степени помола является инертным, т.е. балластом, а прочность цементного камня должна обеспечиваться портландцементом, который должен обязательно входить в состав тампонажного материала. Поэтому при твердении данного цемента обязательно будут образовываться продукты твердения с высоким соотношением CaO/SiO_2 . После прогрева крепи скважины ранее образовавшиеся соединения начнут подвергаться термической коррозии, а молотый песок может стать активным и принять участие в образовании новых термостойких продуктов твердения, имеющих соотношение $\text{CaO/SiO}_2 \leq 1,5$. Поэтому роль песка в составе цемента состоит в минимизации отрицательных последствий перекристаллизационных процессов, их компенсации за счет образования новых продуктов твердения. Однако при этом очень важно избежать образование фазы α -гидрат C_2S , приводящей к наибольшим сбросам прочности [5, 15-18]. Поэтому управление кинетикой фазообразования твердеющего камня является одной из наиболее важных задач при проектировании состава цементов.

При высоких соотношениях CaO/SiO_2 образованию термостабильных низкоосновных гидросиликатов кальция всегда предшествует появление высокоосновных, последовательно переходящих в другие, менее основные соединения, что непременно сопровождается снижением прочности камня. Поскольку цепь фазовых превращений является неизбежной, то исключить их опасные последствия можно ускорением фазовых переходов с тем, чтобы

они проходили в наиболее ранние сроки твердения, когда структура камня в меньшей степени «реагирует» на возникновение новой структуры.

В этой связи, задачу повышения термостойкости цемента можно формулировать как максимальное замедление скорости поступления CaO в раствор для того, чтобы ее количество в нем всегда было меньше количества SiO_2 .

Замедлить скорость поступления $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в раствор можно заменой в цементе высокоактивного C_3S на менее активный - C_2S α или β модификации [14].

Увеличение скорости поступления SiO_2 в раствор возможно за счет его увеличения в составе цемента или повышения его активности.

Для паронагнетательных скважин важным свойством цементного камня является его термостойкость, которую следует определять при циклических термобарических испытаниях при температуре 200°C и давлении 3-5 МПа, что соответствует реальным условиям скважин с продолжительностью цикла не менее 72 часов. Количество циклов должно быть не менее пяти. После каждого цикла должны определяться прочность на изгиб и сжатие, а также проницаемость цементного камня. Предел прочности камня после всех циклов испытаний должен быть не ниже требований ГОСТ 1581-96, причем в конце испытаний должна проявляться тенденция последующего набора прочности.

Начиная с 2010 года на Альшачинском месторождении природных битумов в Татарстане при креплении скважин в качестве тампонажного материала используется тампонажный цемент марки ЦТ АСТIVEII-160KM, выпускаемый ООО «Цементные Технологии» [19], при разработке которого были учтены все рассмотренные теоретические предпосылки, а параметры раствора и камня максимально соответствуют предъявляемым требованиям.

Специфика производства ООО «Цементные Технологии» позволяет обеспечить дезинтеграторную активацию и *комплексную модификацию* цементов. В конечном итоге это позволяет увеличить количество добавок в материале без потери технологических свойств раствора и камня, регулировать температурный диапазон применения цементов, обеспечить заводское изготовление любых многокомпонентных смесей.

Дезинтеграторная обработка помимо увеличения удельной поверхности песка обеспечивает его механохимическую активацию, результатом чего становится более дефектная структура материалов, обладающая повышенной способностью к процессам растворения [20, 21].

Рассмотрение поверхности неактивированных и активированных частиц песка показало существенную разницу (рис 1, 2). Неактивированный кремнезем имеет плотную бездефектную поверхность. Поверхность активированного песка имеет множество дефектов различной формы, что предопределяет наличие на них множества разорванных связей и некомпенсированных зарядов, обеспечивающих высокую реакционную способность кремнезема.

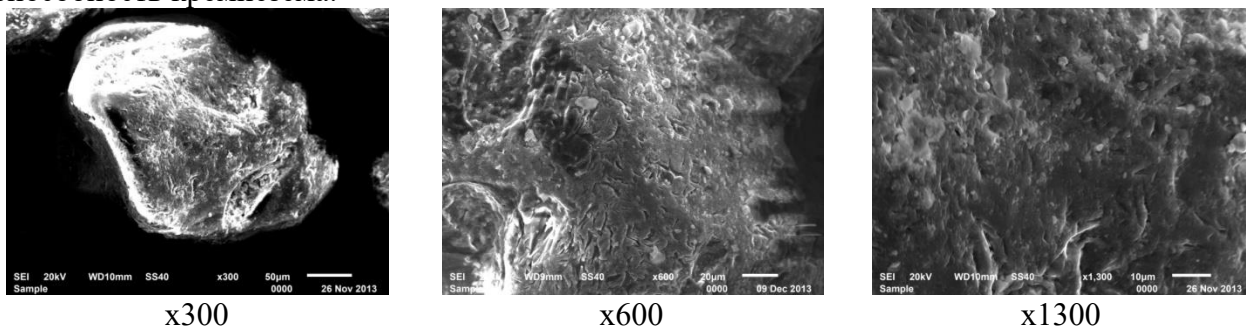


Рис. 1 - Песок кварцевый без обработки

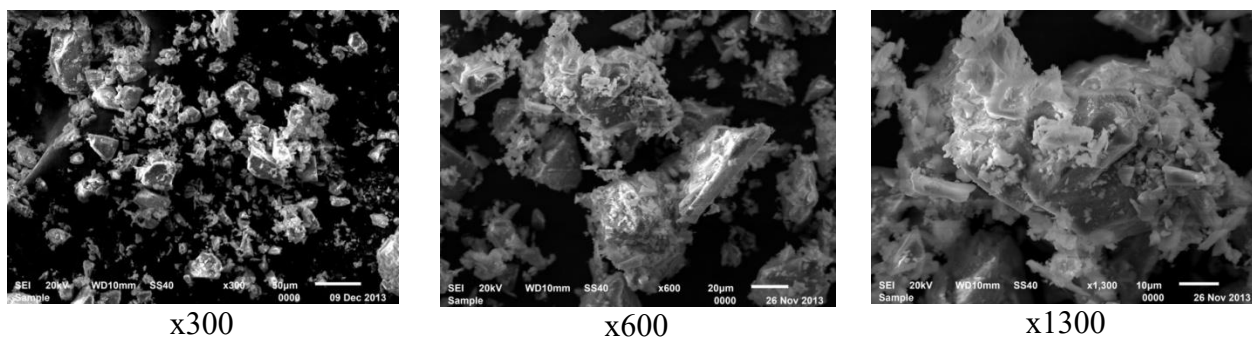


Рис. 2 - Песок кварцевый после дезинтеграторной обработки

Задачи, решаемые комплексной модификацией цементов, позволяют обеспечить кольматацию поглощающих пластов фиброй, повышение удароустойчивости камня, эффект расширения камня, а также минимизировать время между окончанием цементирования и началом твердения.

Проведенные термоциклические испытания, выполненные независимыми организациями (ПермНИПИнефть, проба 1 и Шлюмберже проба 2), показали, что при их проведении не обнаружено сбросов прочности цементного камня, характерных для термической коррозии (табл. 1). При этом максимальная температура составляла 200°C, продолжительность одного цикла (нагрев, выдержка, остывание) составляла 3 суток. Растворы имели: В/Ц=0,43; плотность – 1840 кг/м³; растекаемость – 260 мм; воотделение (угол 30град) – 0 мл; время загустевания -180 мин.

Таблица 1. Результаты термоциклических испытаний ЦТ АСТIVEП 160KM

№ пробы	Предел прочности, МПа через время твердения											
	2 сут, T=20°C		1 цикл		2 цикл		3 цикл		4 цикл		5 цикл	
	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж
1	3,4	16,8	6,1	18,8	6,3	23	6	27,6	5,4	25	6,7	22,9
2	5,6	12,5	10,6	25,2	9,8	24,4	8,4	24,8	8,5	24	9,2	24,2

Анализ дифрактограмм и термограмм проб цементного камня после термоциклической обработки показал, что в испытуемых образцах не обнаружено свободного гидроксида кальция и высокоосновных гидросиликатов кальция, что свидетельствует о завершении процессов формирования низкоосновных гидросиликатов кальция. Это означает невозможность протекания в указанных образцах процессов межфазовой перекристаллизации и свидетельствует о высокой термической стойкости полученного цементного камня.

За время использования ЦТ АСТIVEП 160KM обсадные колонны зацементированы более чем на 150 скважинах и использовано более 25 тыс. тонн цемента.

По результатам внедрения прорывы пара на данных скважинах отсутствуют. При цементировании не выявлено внештатных ситуаций, связанных с физико-механическими свойствами термостойкого цемента.

Учитывая положительную практику промышленного выпуска и применения указанного термостойкого цемента на месторождениях Татарии и других регионах России, было бы полезным применение данного материала при строительстве высокотемпературных и паронагнетательных скважин на месторождениях групп компании АО НК «КМГ». Одним из таких месторождений является Каражанбас, где температура нагнетаемого пара достигает 180-230 °С, и применение рассмотренного цемента могло бы снизить количество РИР на нагнетательных скважинах, связанных с дефектами крепи в продуктивной части скважин.

Литература

1. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Студенский М.Н. и др. Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 30-34.
2. Катеев Р.И. Крепление скважин в аномальных гидродинамических условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана / Р.И. Катеев. – М.: Наука, 2005. – 167 с.
3. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М.:Недра, 1978
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: М.: Недра-Бизнесцентр. 2002. 667 с.
5. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф.. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд., - М.:Недра, 1987. 311 с.
6. Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Рахимбаев Ш.М. Разработка рецептур и применение расширяющихся тампонажных цементов: Обзорная информация.- М.: ВНИИОЭНГ.-1980.- 50 с. с ил.
7. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н.О необходимой величине расширении тампонажных материалов. Территория Нефтегаз № 8, 2011, с. 14-15
8. Каримов Н.Х., Акчурин Х.И., Газизов Х.В., Измухамбетов Б.С., Каримов И.Н. Способ получения расширяющегося тампонажного материала, Патент РФ № 2105132, 1998. БИ 5, 8 с.
9. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов И.Н. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов. Территория нефтегаз, № 4, 2013, с 76-80
10. Левшин В.А., Новохатский Д.Ф., Паринов П.Ф., Сидоренко Ю.И. Дисперсноармированные тампонажные материалы.– Нефт. хоз-во, 1982, №3.- С. 25-27.
11. Бабков В.В., Мохов В.Н., Давлетшин М.Б., Парфенов А.В.. Технологические возможности повышения ударной выносливости цементных бетонов. // Строительные материалы.-2000.-№10.- С.19-20.
12. Рабинович Ф.Н. О некоторых особенностях работы композитов на основе дисперсно-армированных бетонов // Бетон и железобетон.- 1998.- №6. - С.19-23.
13. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. – М.:Недра, 1976.
14. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов.- М.:Недра, 1978. - 293с.
15. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и буровых растворов. С-ПБ, Недра, 2011, 268 с.
16. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно - активных средах /Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. - М.: Недра, 1987. - 190 с.
17. Бутт Ю.М., Рашкович Л.Н. Твердение вяжущих при повышенных температурах.- М.:Стройиздат, 1965. – 224 с.
18. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах.- СПб.: ООО «Недра», 2005.-318с.
19. Каримов И.Н., Агзамов Ф.А., Мяжитов Р.С. Тампонажный материал Патент 2530805, Опубл. 10.10.2014 бюл. № 28
20. Хинт И.А. Основы производства силикальцитных изделий. М.- Л.:Госстройиздат, 1962. – 601 с
21. Измухамбетов Б. С., Агзамов Ф. А., Умралиев Б. Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. - СПб.: ООО «Недра», 2007.- 464 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Е. Воробьев, Г.П. Метакса, Е.С. Орынгожин, Ж.Н. Алишева

Институт горного дела им. Д.А. Кунаева, г. Алматы, Республика Казахстан

В работе установлена взаимосвязь между явлениями наномира и геодинамическими процессами, не находившими объяснения в рамках прежней парадигмы. Математический анализ эксплуатационных параметров нефтедобычи месторождения Узень показал, что существует высокая неравномерность показателей производительности обусловлена внешними воздействиями планетарного уровня рассмотрения, т.к. глубина залегания его превышает 900 м.

Разработана методика определения причинно-следственных взаимосвязей при анализе нефтедобычи путем замера гамма-излучения в двух взаимно-перпендикулярных направлениях.

Предложена физическая модель оценки интерференционных откликов на внешние воздействия, основанная на определении геометрического места точек самофокусирующейся системы.

Геодинамические факторы влияния внешних воздействий предложено оценивать по Стовасу В.М., учитывая субмеридиональные и субширотные особенности откликов на внешние воздействия.

Ключевые слова: флюидосодержащие системы, минерал, технология, месторождение, геодинамика, корреляция.

В условиях скачкообразного изменения климатических условий планеты становятся актуальными проблемы использования новых свойств поверхностного слоя Земли и составляющих его химических элементов. Так в ряде ведущих научных лабораторий практически одновременно [1-4] выявлено изменение радиуса протона (уменьшения на 4 %), что, естественно, привело к изменению свойств всех флюидосодержащих систем в сторону активации водородных связей в химически связанных минеральных веществах. Физики из Института квантовой оптики общества Макса Планка, Российского квантового центра и Физического института академии наук им. Лебедева поставили новый эксперимент по измерению зарядового радиуса протона. Полученная величина оказалась несколько меньше общепринятой, она в пределах погрешности совпадает с ранними экспериментами с мюонным водородом. Исследование может дать ответ на нерешенную проблему «загадки радиуса». Таким образом, данное открытие стимулирует новые разработки по активации воды как носителя основных компонентов нефти в виде водорода и кислорода, способствующих изменению свойств нефтяного флюида в сторону изменения вязкости. Кроме того, существуют разработки, показывающие необходимость рассмотрения геодинамических способностей отклика земной поверхности на внешнее воздействие.

Фундаментальной работой этого направления является работа Стоваса В.М. [5], в которой он выявил, что процесс уменьшения угловой скорости Земли из-за тормозящего действия приливного трения приводит к изменению инерционных деформирующих сил. При изменении деформирующих сил максимальное и минимальное изменения площадей происходят на параллели $\pm 62^\circ$ и экваторе, причем оно происходит сопряженно, т. е. при увеличении длины параллели $\pm 62^\circ$ уменьшается длина экватора, и наоборот. Минимальное изменение площадей наблюдается на полюсе и параллели $\pm 35^\circ$, длина которой остается Постоянной. В результате этого возникают тангенциальные напряжения меридионального направления с максимумом на полюсе и параллели $\pm 35^\circ$, которые должны играть

значительную роль в образовании складчатости и планетарных разломов, развитии геосинклиналей и в накоплении напряжения до тектонического импульса.

Рассматривается закономерность в распределении северных и экваториальных платформ. Южной границей у северных платформ является зона 35-й параллели. Северной и южной границами у экваториальных платформ также являются широтные зоны 35-й параллели в обоих полушариях Земли. Автор объясняет такого рода географическую планетарную закономерность в распределении платформ и широтной складчатости подвижностью

35-й параллели (при изменении полярного сжатия) и прецессионно-нутационным качанием Земли.

Предполагается, что в коровом слое действуют силы, возникающие не только за счет внутриземных процессов (общее сжатие или расширение Земли, физико-химическая и гравитационная дифференциация вещества, радиоактивный распад), появляющихся в результате неравномерности вращения Земли, непрерывного изменения лунно-солнечных приливных сил и влияния прецессии и нутации, что находит свое подтверждение в широтной зональности сейсмичности Земли, когда в широтной зоне 30°-40° Земли выделяется 20-25 процентов всей сейсмической энергии. Отсюда следует необходимость рассмотрения геодинамических параметров, обусловленных особенностями суточного вращения поверхностного слоя Земли. Полученные нами результаты хорошо коррелируют с выводами работы [5-10]. Ниже приведены результаты анализа производительности скважин месторождения Узень, выполненного с учетом пространственного расположения скважин и эффектов интерференции (самофокусировки) внутри тела месторождения.

На рис. 1 приведена гистограмма распределения годового количества добываемой нефти для скважин месторождения Узень за 2018 г. Статистический анализ дает представление о том, что большинство скважин работают в режиме минимальной нефтеотдачи, т.е. в пределах 1-7 т/год. Количество их показано в табл. 1.

Таблица 1. Количество скважин, имеющих минимальную годовую производительность

п/п	Производительность, т/год	Количество скважин	Добыча нефти, т
	1	42	42
	2	45	90
	3	48	144
	4	49	196
	5	32	160
	6	28	168

Всего - 244 скв.

Этот максимум на гистограмме свидетельствует о том, что в данном случае имеется одна причинно-следственная связь, обеспечивающая низкие показатели добычи.

Другой максимум вблизи 9 т/год объединяет (16+12) – 28 скважин. Кроме того, на гистограмме присутствует еще несколько пиков с производительностью на порядок превышающую (14, 17, 21, 25) добычу от рассмотренного большинства скважин. Количество их небольшое:

- 14 т – 8 скважин,
- 17 т – 6 скважин,
- 21 т – 10 скважин,
- 25 т – 9 скважин.

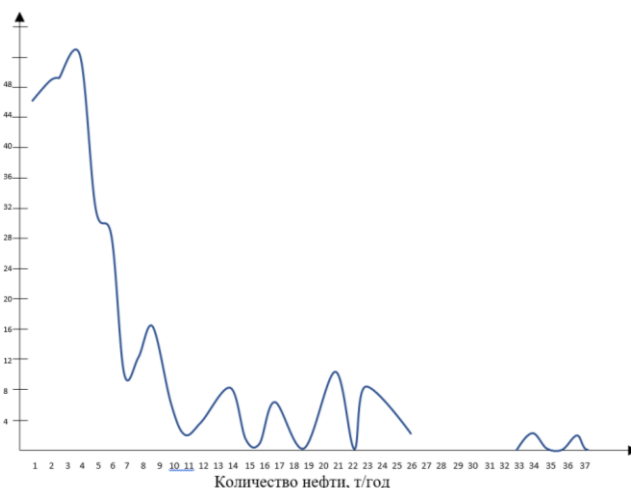


Рис. 1 – Гистограмма распределения количества добываемой нефти по скважинам месторождения Узень в 2018 г.

Имеются несколько скважин (5), производительность которых аномально высокая (27-37). Для понимания механизма возникновения таких проявлений необходимо рассмотреть влияние основных внешних воздействий годового цикла. К ним относятся сезонные колебания температуры и давления.

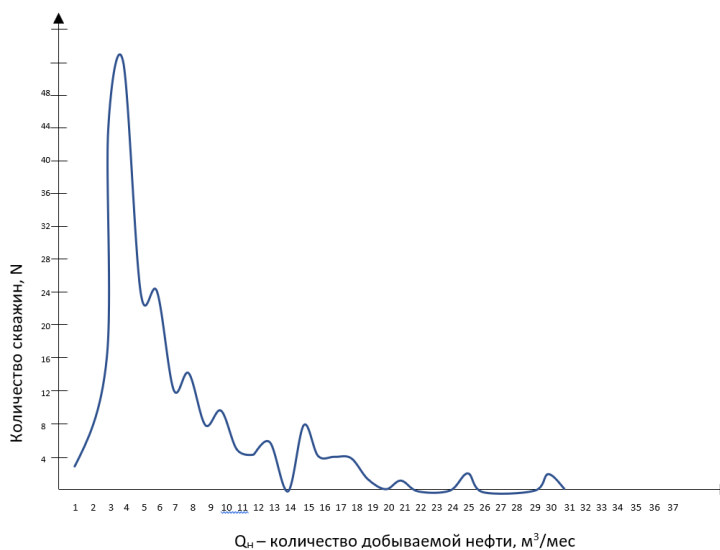


Рис. 2– Гистограмма распределения нефтедобычи за август 2016 г. (м/р Узень)

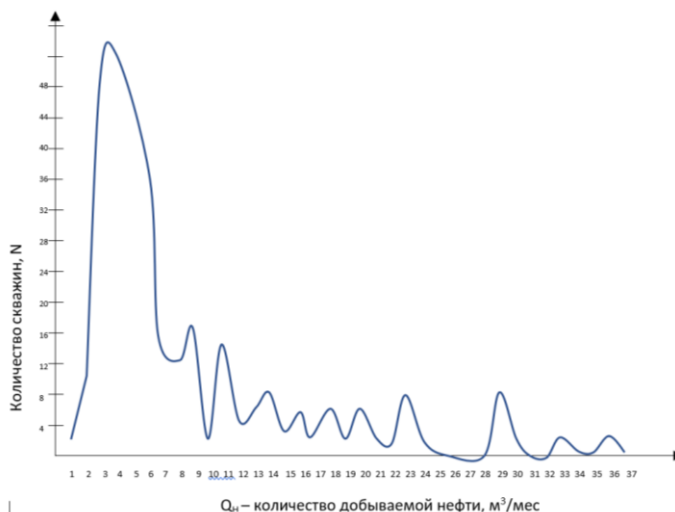


Рис. 3 – Гистограмма распределения нефтедобычи за ноябрь 2016 г. (м/р Узень)

На рис. 2-3 приведены гистограммы распределения нефтедобычи за летний (август) и осенний (ноябрь) сезоны 2016 г. Общий вид гистограммы свидетельствует о том, что максимальное количество скважин работает в минимальном (2-4) режиме нефтеотдачи, здесь максимумы межсезонья практически одинаковы, а средняя часть гистограмм существенно отличается по производительности – летом скважин с добыче нефти 5-6 т вдвое больше, чем в осенний период. Другими словами гистограммы отражают влияние на нефтедобычу сезонных колебаний температуры и давления, хотя глубина этих залежей находится в диапазоне 900-2100 м. Имеются и совпадения, характерные для скважин с максимальной производительностью (25 и 29). Во-первых – их мало, во вторых они имеют одинаковые значения.

Искать механизм таких скачкообразных проявлений следует, исходя из геометрических особенностей залегания пластов и их положения относительно оси суточного вращения. Здесь уместны выводы Стоваса М.В. [5], который сделал математический анализ распределения напряжений в ходе изменений ротационного режима планеты, а в нашем случае – месторождения, имеющего площадь 20x40 км. В частности Стовасом В.М. доказано, и объяснено, почему наиболее подвижными, сейсмическими зонами в обоих полушариях являются зоны, примыкающие с севера и юга к 35 параллели.

Особенно интересны исследования авторов [7-8], в которых показано, что остаточные напряжения от колебаний скорости орбитального движения способны вызвать отклики на внешние воздействия на разных уровнях рассмотрения. Так для месторождения Узень, площадь которого составляет 20x40 км, влияние любого внешнего воздействия распределится по двум равновеликим квадратам (20x20), в которых отраженные волны имеют вид, приведённый на рис. 4, где приведено распределение амплитудных значений волн воздействия и отклика для условий самофокусировки.

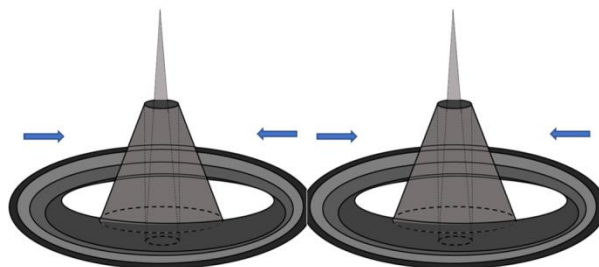


Рис. 4 – Физическая модель распределения откликов от внешних воздействий для месторождения Узень

Анализируя это поведение, можно заметить, что реакция флюида на единичное воздействие аналогично поведению цепочки из малых звеньев:

$$\gamma(t) = \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \int_0^{+\infty} \frac{\sin t}{\omega} d\omega \quad (1)$$

здесь ω - круговая частота.

Если эта модель работоспособна, то от единичного импульса от каждого из точечного источника, размещенного по кольцу, поверхность флюида будет изменять форму отклика по закону гибкой нити. Тогда амплитуда волны внутри кольца будет увеличиваться, достигая максимума в центре. Математически модель месторождения Узень может быть представлена двумя окружностями (квадратами 20x20 км), амплитуда отклика которых на внешнее воздействие меняется по закону $1/4$ длины волны ($1/4 R$). Тогда площадь S_1 удаленных от центра участков будет равна [11]:

$$S = \pi(R^2 - r^2) = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) = 2\pi\bar{r}k \quad (2)$$

где R , r – внешний и внутренний радиусы, k – ширина кольца, \bar{r} – средний радиус.

Для кругового кольца первого сектора месторождения ($R=10$ км) имеем площадь $S_1 = 3,14 (100-56,25) = 137,37 \text{ км}^2$

Для средней части $S_2 = 3,14 (56,25-25) = 98,1 \text{ км}^2$.

Для центральной части $S_3 = 3,14 (6,25-6) = 0,78 \text{ км}^2$.

Если провести сравнительный анализ гистограмм нефтедобычи и кольцевых откликов на внешние воздействия по геометрическому признаку, то можно заметить элементы соответствия между сравниваемыми параметрами. Так для годовой нефтедобычи количество скважин с минимальной производительностью на порядок выше, чем остальных с повышенными показателями. Такое же соответствие показывают 2-3 скважины, расположенные в геометрическом центре месторождения, причем их производительность одинакова (рис. 3,4) и почти не зависит от межсезонных взаимодействий. Пики производительности в средней части гистограммы могут быть связаны с изменениями графика работ при проведении операций гидроразрыва пласта, которые практикуются на этом месторождении для повышения нефтедобычи некоторых скважин.

Таким образом, выбранная физическая модель самофокусировки внешних возмущений на количественные соотношения откликов отражает реальную ситуацию путем появления двух одиночных пиков максимальной производительности на сезонных гистограммах (3-4). Количество нефтедобычи в этих геометрических местах фокусировки одинаковое для обеих сезонов и составляет 25 и 29 т, соответственно, тогда как эффекты от гидроразрыва пласта находятся в пределах 14-21 т (см. рис. 2).

Сравнение теоретических (физическая модель) и практических (гистограммы) приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Процентные соотношения теоретических и реальных соответствий по нефтедобыче (2018 г.) на месторождении Узень

Занимаемая площадь	Процентное отношение к общей площади	Процентное отношение к общему кол. скв.	Разница между моделью и практикой, %
Площадь зоны с минимальной производит.	74,74	70	4,74
Площадь зоны с средней производит.	19,26	25	5,74
Площадь зоны с максим. производит.	6	5	1

Данные, приведенные в таблице, свидетельствуют о достаточно хорошей корреляции выбранной физической модели с практическим выходом по нефтедобыче всего месторождения.

Для выявления конкретных причинно-следственных связей при появлении максимума на гистограмме распределения производительности необходимы новые сведения о поведении скважин, размещенных в разных концах месторождения.

Для проведения работ по выявлению отличительных признаков взаимноперпендикулярных перемещений планетного уровня рассмотрения нами была разработана новая методика измерения показаний γ -излучения. Для этого использовали 2 датчика, измерительная часть которых располагалась в направлениях «север - юг» и «восток-запад». (Датчики сконструированы на принципе замера количества импульсов [13, 14]).

Главной особенностью методики замеров является одновременность записи показаний датчиков, установленных во взаимно-перпендикулярных направлениях на добычном трубопроводе скважины:

- на северном конце месторождения,
- на восточном конце месторождения,
- в центральной части месторождения.

Для математического анализа использовали разницу между первым и вторым датчиком. Далее строили гистограмму распределения этих значений, используя закон Пуассона [12], в соответствии с которым можно выявить основные причинно-следственные взаимосвязи по количеству и качеству выявляемых максимумов на гистограмме распределения. Так, малые отличия показаний датчиков свидетельствуют об идентичности протекаемых процессов а высокие – наоборот - указывают на максимальное различие протекающих в трубопроводе процессов, которые в соответствии с ритмов работы «качалки» периодически наполняются и опустошаются.

На рис. 5 представлены результаты замеров, обработанные по нашей методике для 3-х скважин (4649, 9892, 2033), расположенных в разных зонах месторождения Узень. Если бы скважины находились в одинаковых динамических условиях, то при замерах были бы выявлены идентичные распределения показаний приборов. Не уточняя механизма формирования откликов на внешние воздействия, можно отметить, что все три скважины работают в разных условиях. Так скважина №4646, находящаяся на Северной стороне месторождения, имеет наиболее сложный характер гистограммы откликов. Здесь разница между показаниями восточных и северных датчиков имеет резко выраженный максимум в области низких значений гамма-излучения, что может означать преобладание идентичных условий формирования отклика в двух взаимно-перпендикулярных направлениях. Однако на гистограмме 4а присутствуют еще несколько пиков, причина появления которых должна быть выявлена отдельным исследованием зато центральная скважина 9892 показывает идеальное распределение разности показаний датчиков около одной причинной цепочки.

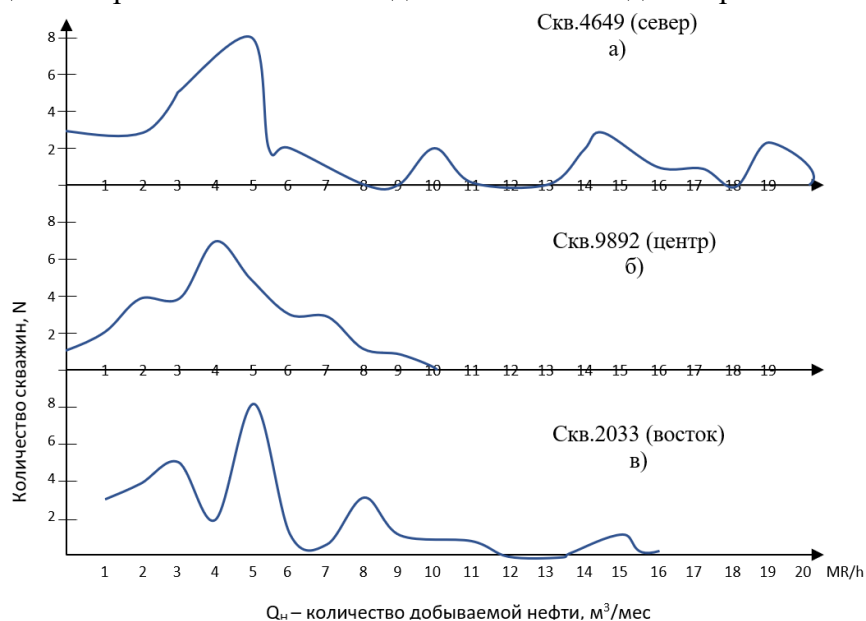


Рис. 5 – Разность показаний Δ счетчика γ -импульсов для скважин 4649 (север), 9892 (центр), 2033 (восток) м/р Узень

Скважина №2033, расположенная в восточной части месторождения (5в), обладает собственной характерностью в распределении максимумов на гистограмме. Здесь могут быть действовать несколько причин, обусловленных субширотным расположением скважины на теле месторождения. Современная наука не располагает надежными ответами на такие вопросы, хотя любое месторождение является частью поверхности планетарного комплекса. Поэтому для теоретического обоснования появления противоречивых откликов на внешние воздействия для скважин, расположенных в разных частях месторождения могут быть использованы выводы работ по изучению неравномерности вращения Земли для решения задач формирования геотектонических откликов.

Если провести сравнительный анализ гистограмм нефтедобычи и кольцевых откликов на внешние воздействия, то можно заметить элементы соответствия между

сравнительными параметрами. Так для годовой нефтедобычи количество скважин с минимальной производительностью на порядок выше, чем остальных с повышенными показателями. Такое же соответствие показывают 2-3 скважины, расположенные в геометрическом центре месторождения, причем их производительность одинакова и почти не зависит от межсезонных взаимодействий. Пики производительности в средней части гистограммы могут быть связаны с изменениями графика работ при проведении операций гидроразрыва пласта, которые практикуются на этом месторождении для повышения нефтедобычи некоторых скважин.

Таким образом, выбранная физическая модель самофокусировки внешних возмущений на количественные соотношения откликов отражает реальную ситуацию путем появления двух одиночных пиков максимальной производительности на сезонных гистограммах (2, 3). Количество нефтедобычи в этих геометрических местах фокусировки одинаковое для обеих сезонов и составляет 25 и 29 т, соответственно, тогда как эффекты от гидроразрыва пласта находятся в пределах 14-21 т.

Сравнение теоретических (физическая модель) и практических (гистограммы) приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Процентные соотношения теоретических и реальных соответствий по нефтедобыче (2018 г) на месторождении Узень

Занимаемая площадь	Процентное отношение к общей площади	Процентное отношение к общему кол. скв.	Разница между моделью и практикой, %
Площадь зоны с минимальной производит.	74,74	70	4,74
Площадь зоны с средней производит.	19,26	25	5,74
Площадь зоны с максим. производит.	6	5	1

Данные, приведенные в таблице 3, свидетельствуют о достаточно хорошей корреляции выбранной физической модели с практическим выходом по нефтедобыче всего месторождения.

Для выявления конкретных причинно-следственных связей при появлении максимума на гистограмме распределения производительности необходимы новые сведения о поведении скважин, размещенных в разных концах месторождения.

Для проведения работ по выявлению отличительных признаков взаимноперпендикулярных перемещений планетного уровня рассмотрения нами была разработана новая методика измерения показаний γ -излучения. Для этого использовали 2 датчика, измерительная часть которых располагалась в направлениях «север - юг» и «восток - запад». (Датчики сконструированы на принципе замера количества импульсов). Главной особенностью методики замеров является одновременность записи показаний датчиков, установленных во взаимно-перпендикулярных направлениях на добычном трубопроводе скважины:

- на северном конце месторождения,
- на восточном конце месторождения,
- в центральной части месторождения.

Для математического анализа использовали разницу между первым и вторым датчиком. Далее строили гистограмму распределения этих значений, используя закон Пуассона, в соответствии с которым можно выявить основные причинно-следственные взаимосвязи по количеству и качеству выявляемых максимумов на гистограмме распределения. Так, малые отличия показаний датчиков свидетельствуют об идентичности

протекаемых процессов а высокие – наоборот - указывают на максимальное различие протекающих в трубопроводе процессов, которые в соответствии с ритмов работы «качалки» периодически наполняются и опустошаются.

На рис. 6 представлены результаты замеров, обработанные по нашей методике для 3-х скважин (4649, 9892, 2033), расположенных в разных зонах месторождения Узень. Если бы скважины находились в одинаковых динамических условиях, то при замерах были бы выявлены идентичные распределения показаний приборов. Не уточняя механизма формирования откликов на внешние воздействия, можно отметить, что все три скважины работают в разных условиях. Так скважина №4646, находящаяся на Северной стороне месторождения, имеет наиболее сложный характер гистограммы откликов. Здесь разница между показаниями восточных и северных датчиков имеет резко выраженный максимум в области низких значений гамма-излучения, что может означать преобладание идентичных условий формирования отклика в двух взаимно-перпендикулярных направлениях. Однако на гистограмме 1а присутствуют еще несколько пиков, причина появления которых должна быть выявлена отдельным исследованием зато центральная скважина 9892 показывает (1б) идеальное распределение разности показаний датчиков около одной причинной цепочки.

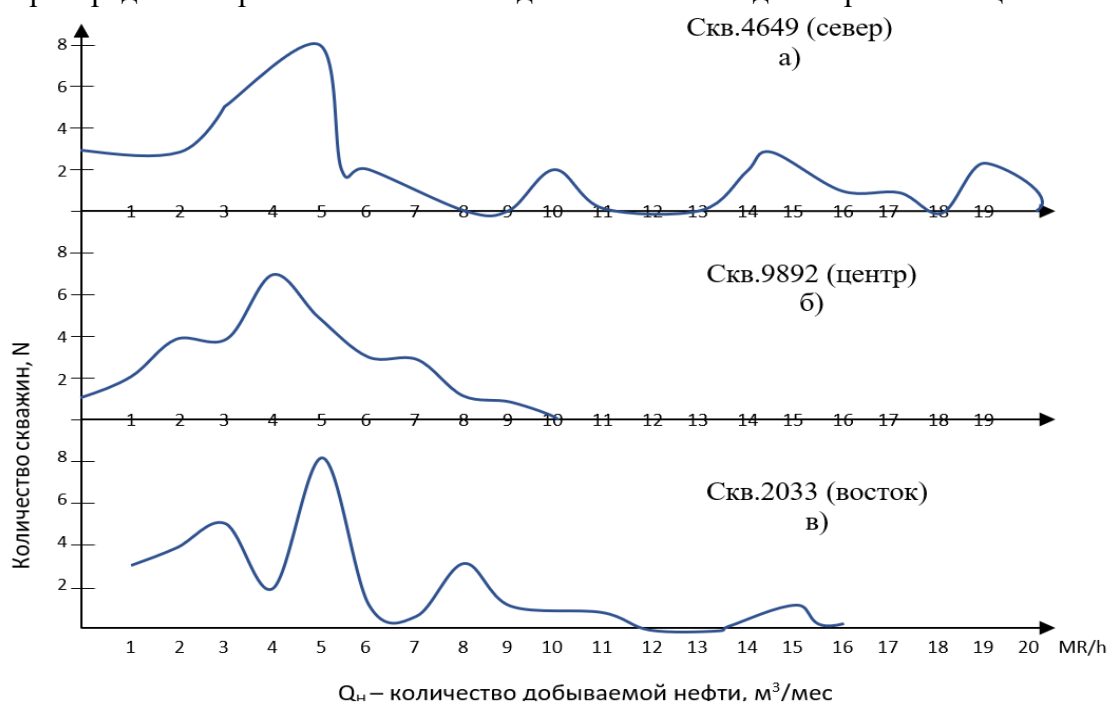


Рис. 6 – Разность показаний Δ счетчика γ -импульсов для скважин 4649 (север), 9892 (центр), 2033 (восток) м/р Узень

Скважина №2033, расположенная в восточной части месторождения (1в), обладает собственной характерностью в распределении максимумов на гистограмме. Здесь могут быть действовать несколько причин, обусловленных субширотным расположением скважины на теле месторождения. Современная наука не располагает надежными ответами на такие вопросы, хотя любое месторождение является частью поверхности планетарного комплекса. Поэтому для теоретического обоснования появления противоречивых откликов на внешние воздействия для скважин, расположенных в разных частях месторождения могут быть использованы выводы работ по изучению неравномерности вращения Земли для решения задач формирования геотектонических откликов.

По результатам математического анализа эксплуатационных параметров нефтедобычи месторождения Узень и физических предпосылок формирования откликов на внешние воздействия, можно сделать **следующие выводы**:

1. Установлена взаимосвязь между явлениями наномира и геодинамическими процессами, не находившими объяснения в рамках прежней парадигмы.

2. Математический анализ эксплуатационных параметров нефтедобычи месторождения Узень показал, что высокая неравномерность показателей производительности обусловлена внешними воздействиями планетарного уровня рассмотрения, т.к. глубина залегания его превышает 900 м.

3. Разработана методика определения причинно-следственных взаимосвязей при анализе нефтедобычи путем замера гамма-излучения в двух взаимно-перпендикулярных направлениях.

4. Предложена физическая модель оценки интерференционных откликов на внешние воздействия, основанная на определении геометрического места точек самофокусирующейся системы.

5. Геодинамические факторы влияния внешних воздействий предложено оценивать по Стовасу В.М., учитывая субмеридиональные и субширотные особенности откликов на внешние воздействия.

Литература

1. https://www.gazeta.ru/science/2013/01/28_a_4943385.shtml
2. <https://nplus1.ru/news/2017/10/09/proton-radius-puzzle>
3. <https://nplus1.ru/material/2017/07/28/protonpuzzle>
4. <https://www.svoboda.org/a/24886546.html>
5. Стовас М.В. Избранные труды. – М. Недра. – 1975.-155 с.
6. Алишева Ж.Н., Еремин Н.А., Метакса Г.П. Получение Заданных Свойств В Процессе Гидрирования Путем Управления Состоянием Границы Раздела Фаз. Ежемесячный Научно-Технический Журнал «геология, Геофизика И Разработка Нефтяных И Газовых Месторождений». russian Science Citation Index (rsci) На Платформе Web Of Science. – 2018. – Москва ОАО «внииоэнг». - С.66- 70.
7. Панкуль Л.И. Фазы и циклы планетогенеза. – Алма-Ата. – Наука. – 1968. – С.143.
8. Чабдарова Ю.И. Горное давление в антиклинальных структурах Джекказгана. - Алма-Ата. - 1980. - С. 195.
9. Алишева Ж.Н., Метакса Г.П., Молдабаева Г.Ж. Горно-Геологическая Характеристика Месторождения Нефти Карабулак Кумкольской Группы // Naukowa Przestrzen Euro-2018: Материалы Xiv Международной Научно-Практической Конференции (07-15 Апрель 2018). – Volume 10 Przemysl: Nauka I Studia.- С. 26-31.
10. Сатпаев К.И. Геологическое изучение Казахстана. *Металлогения*. - МНВО РК.Центр.Гос.Архив РК. - Алматы: Гылым, 1999. – 480 с.
11. Выгодский М.Я. Справочник по элементарной математике. – М. – 1972. – 416 с.
12. Справочник по физике для инженеров и студентов. Детлаф А.А., Лебедев А.К. Издательство: М.: Оникс. – 2006. – С. 1056.
13. Воробьев А.Е., Чжан Ляньцзы, Воробьев К.А. Информационные нанодатчики, применяемые в ТЭК // Вестник Атырауского университета нефти и газа №3(47). 2018. С. 128-144.
14. Воробьев А.Е., Ляньцзы Ч., Воробьев К.А. Развитие конструктивных особенностей нанодатчиков для нефтяной отрасли // Нефть и газ N 1 (Казахстан). 2019. С. 116-134.

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

К.А. Воробьев¹, Д.А. Дронов¹, А.Н. Соловьев²

¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский университет дружбы народов», Москва, Россия,

²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена», Санкт-Петербург,
Россия

¹*k.vorobyev98@mail.ru*, ²*den.dronov1998@mail.ru*, ³*alexandersolowiev@yandex.ru*

Постоянное усложнение горно-геологических условий разработки нефтяных месторождений, моральное и физическое старение основных производственных фондов, низкий потенциал имеющихся технологий увеличения нефтеизвлечения создают существенные проблемы для развития нефтяных компаний. Прогрессирующее технико-технологическое отставание отечественного нефтедобывающего комплекса при увеличении добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН) сопровождается снижением рентабельности и конкурентоспособности нефтяных компаний.

Конечное нефтеизвлечение, определяемое как средневзвешенное значение от начальных балансовых запасов, во многом зависит от существующей структуры запасов. Структура запасов нефти со временем только ухудшается как за счет опережающей выработки активных запасов нефти, так и за счет ухудшения условий их выработки в процессе заводнения коллекторов при длительной разработке нефтяных месторождений. В результате часть активных запасов нефти переходит в категорию трудно извлекаемых.

Применение новейших методов увеличения нефтеизвлечения должно проектироваться в дополнение к основным гидродинамическим методам как единая система разработки.

Ключевые слова: коллекторы, карбонатные породы, выработка, разработка нефтяных месторождений.

На сегодняшний день большинство оставшихся запасов углеводородного сырья относятся к трудноизвлекаемым, которые приурочены к залежам со сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, наличием разломов, газовых шапок, зон малых нефтенасыщенных толщин, ВНЗ, вблизи населенных пунктов, заповедников, водных источников и их санитарно-защитных зон, а также к арктическому шельфу. Доля таких запасов неуклонно возрастает, а одним из методов увеличения КИН является применение технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием (СГО).

Вступление крупных нефтяных месторождений России в позднюю стадию разработки, динамика текущей структуры запасов нефти, снижение цены на нефть, санкции со стороны западных компаний в области добычи нефти, рост конкуренции в поставках нефти в мире требуют от российских нефтяных компаний усиления работ по стимуляции добычи нефти, особенно в карбонатных отложениях.

Решение актуальной проблемы повышения эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных пластах-коллекторах приобретает в последние годы приоритетное направление в научно-практической деятельности. Низкая выработка запасов нефти из карбонатных коллекторов (коэффициент нефтеизвлечения составляет в среднем не более 0,18–0,25 доли ед.) объясняется, прежде всего, сложным, а порой и уникальным, геолого-стратиграфическим строением объектов разработки, наличием двойной пористости, кавернозности, микро и макронеоднородностью основных параметров. Нефти в

карбонатных коллекторах, как правило, высоковязкие, с высоким содержанием сернистых соединений, с аномальными реологическими характеристиками.

Продуктивность старых скважин восстанавливается и может повышаться путем системного применения методов увеличения степени нефтеизвлечения и технологий физико-химической стимуляции и селективного воздействия на при скважинную зону продуктивного пласта.

Научно-методической основой комплекса технологий стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является принцип поэтапного, последовательного, рационального включения в разработку и эксплуатация всей продуктивной толщины пласта, а только затем – последовательная, поэтапная реализация физико-химического воздействия по глубине и протяженности пластов-коллекторов. Данные технологии являются базовыми геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) по поддержанию темпов добычи нефти из порово-трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов и повышению коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет глубинного кислотного воздействия на матричные блоки пласта.

Последовательное применение технологий позволяет поддерживать высокую продуктивность скважин в эксплуатационный период, начиная с ввода их в разработку. Этим комплексом технологий заинтересовались и зарубежные специалисты. Сегодня данные технологии проектируются для системного воздействия на мощные нефтеносные карбонатные отложения на

объектах разработки Таджикистана, Туркменистана, Казахстана, Ирана.

Технологии селективного (направленного) кислотного воздействия на пласты основаны на применении принципиально новых разработок, которые позволяют последовательно стимулировать приток нефти при «щадящем» режиме закачки химических составов и избирательном кислотном воздействии на нефтенасыщенные интервалы пластов разной глубины проникновения.

Применение комплекса технологий позволяет проводить последовательно-рациональное включение в разработку пластов коллекторов как максимальной толщины, так и максимальной протяженности, а за счет этого эффекта достижение увеличения области дренирования, текущего отбора нефти и высоких величин нефтеизвлечения.

Применение интегрального подхода приводит к снижению затрат на добычу нефти за счет эффективного применения комплексных технических решений, совмещения операций во времени, экономии технологического времени и материалов, снижения простоев и энергозатрат на подъем продукции в скважинах с обводненной продукцией и, в конечном счете, к повышению технико-экономической эффективности технологий кислотной обработки вертикальных и горизонтальных скважин, а также к увеличению текущей и конечной нефтеотдачи.

На промыслах РТ испытываются и внедряются несколько десятков модификаций методов повышения нефтеотдачи пластов, эффективность которых в зависимости от геолого-физических условий залегания пластов и стадий разработки нефтяных залежей различна. Наряду с ними широкое применение находят СГО бурение и эксплуатация скважин сложной архитектуры: горизонтальные скважины (ГС), многозабойные горизонтальные скважины (МЗГС), разветвленные горизонтальные скважины (РГС) и др. Реанимация неэффективного фонда скважин осуществляется путем бурения дополнительных боковых стволов (БС) или боковых горизонтальных стволов (БГС).

В настоящее время более 20 % месторождений Татарстана разрабатываются с применением СГО, а по ПАО «Татнефть» более 30 % нефтяных месторождений (см. рис. 2.1). Все месторождения РТ сложно построенные, много пластовые и много залежные. Они характеризуются структурой остаточных запасов нефти с преобладающей долей ТЗН в карбонатных и низкопроницаемых в терригенных коллекторах, водонефтяных и высокообводненных зонах, с высоковязкой нефтью.

Крупные месторождения РТ – Ромашкинское, Бавлинское, Ново-Елховское, Первомайское. Их основные запасы сравнительно легкой и мало сернистой нефти приурочены к терригенным коллекторам кыновского и пашийского возрастов и в значительной степени выработаны (87,6 %). Нефть выше залегающих по разрезу отложений характеризуется как высокосернистая, тяжелая, содержащая свободный сероводород. Доля таких запасов ПАО «Татнефть» в карбонатных коллекторах выросла с 7,4 до 29,7 % [1].

По мере снижения добычи из основных горизонтов добываемыми предприятиями осуществляется ввод в разработку верхних горизонтов. Среди методов увеличения КИН, интенсификации и удержания планки уровня добычи нефти увеличения коэффициента охвата выработкой запасов нефти наиболее эффективным оказался способ разработки месторождений и залежей с применением СГО.

Незаменим этот метод при выработке запасов из-под лесных массивов, населенных пунктов, заповедников, водных источников и их санитарно-защитных зон.

В целом по разрезу нефтяных месторождений юго-востока РТ можно выделить три основных объекта, которые разрабатываются с применением СГО.

На январь 2018 г. в РТ в эксплуатации находились 1772 СГО (587 –ГС, 104–РГС, 269 –БГС, 812 – БС).

Накопленная добыча нефти по СГО составляет 19 млн. т, в т.ч. по ГС–9,05 млн. т., по РГС– 1,75 млн. т., по БГС– 3,03 млн т и по БС– 5,17 млн. т. Средний начальный дебит нефти по СГО составляет 8 т/сут., средняя начальная величина обводненности находится на уровне 23,8 % [2].

Литература

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань, Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014, 750 с.

2. Ибрагимов Н.Г., Мусабилов М.Х., Яртиева А.Ф. Опыт промышленной реализации в импортозамещающих технологиях стимуляции добычи нефти в ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, 2015, №8, с. 86-89.

УДК 622.276

ВЫБОР ДЛИТЕЛЬНОСТИ ВРЕМЕНИ НАКОПЛЕНИЯ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

А.С. Галеев¹, П.А. Ларин², А.М.Нурмухамедов², С.Л. Сабанов¹, Р.Н. Сулейманов²,
О.В. Филимонов²

ФГБОУ ВО АГНИ, Альметьевск, Россия, , ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Октябрьский,
ssgaleev@mail.ru¹, rsulem@mail.ru²

В настоящее время вопросам эффективности производства в целом, и энергоэффективности, прежде всего, уделяется первостепенное внимание [1-6]. В частности, проблема выбора режима низкодебитных скважин при периодической откачке [7-8], является, по сути, оптимизационной задачей, критерием которой можно принять период накопления, а откликом – не максимизацию добычи, а оптимизацию соотношения «доходы\расходы».

В настоящей работе предлагается способ оптимизации времени накопления жидкости T при помощи мониторинга давления на приеме насоса, что позволяет построить кривую восстановления давления (КВД) и актуализировать технологические (коэффициент

продуктивности скважины, пластовое давление, реологические свойства нефти и т.п.) параметры.

Ключевые слова: скважинный штанговый насос, периодическая откачка, оптимизация, режим эксплуатации.

Currently, the issues of production efficiency in General, and energy efficiency, first of all, are given priority [1-6]. In particular, the problem of choosing the mode of low-yield wells at periodic pumping [7-8] is in fact an optimization problem, the criterion of which can be taken as the accumulation period, and the response is not the maximization of production, but the optimization of the ratio "income\expenses". In this paper, we propose a method for optimizing the accumulation time of liquid T by monitoring the pressure at the pump inlet, which allows you to build a pressure recovery curve (KVD) and update the technological (well productivity coefficient, reservoir pressure, rheological properties of oil, etc.) parameters.

Keywords: well rod pump, periodic pumping, optimization, operating mode.

1. Расчет давления на приеме насоса

Разобьём цикл добычи жидкости на две временные части.

Первая часть цикла: период времени $0 \leq t \leq T$ – насос не работает, жидкость притекает в скважину и увеличивает давление $p(t)$ на уровне приёма насоса от минимального значения $p_0 = p(0)$ до некоторого максимального $p_T = p(T)$. Обозначим $V(t)$ объём жидкости в межтрубном пространстве над уровнем приёма насоса в момент t . За промежуток времени $[0, t]$ в скважину поступит объём (уравнение притока в скважину [2]):

$$V(t) = \int_0^t k[p_{\text{пл}} - p(t)]dt, \quad (1)$$

где $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, k – коэффициент продуктивности скважины. Так как $\rho g V(t) = Sp(t)$, где ρ – плотность жидкости, g – ускорение силы тяжести, S – площадь межтрубного кольцевого пространства, то

$$p(t) = a \int_0^t [p_{\text{пл}} - p(t)]dt, \quad (2)$$

где $a = \rho g k / S$. С учётом начального условия $p_0 = p(0)$ получим решение этого уравнения

$$p(t) = p_{\text{пл}} - (p_{\text{пл}} - p_0)e^{-at}, \quad (3)$$

График функции $p(t)$, называемый кривой восстановления давления, таков:

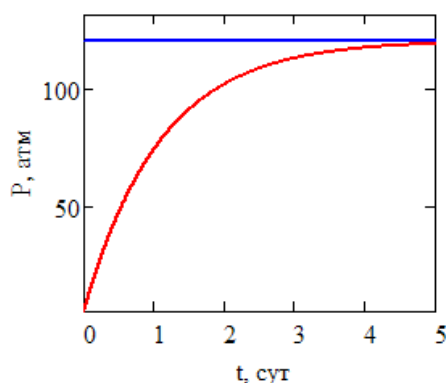


Рис. 1- Зависимость давления на забое скважины (насос выключен, $p_0 = 5$ атм, $p_{\text{пл}} = 120$ атм, $k = 6,25 \cdot 10^{-3}$ м³/(сут·атм))

2. Расчет объема жидкости в скважине (объем добытой жидкости)

Вторая часть цикла: в работу вступает насос и за промежуток $T \leq t \leq T_1$ выкачивает накопившуюся жидкость так, что давление $p(t)$ уменьшается от $p_T = p(T)$ до первоначального $p_0 = p(0)$. Найдём $V(t)$ – объём жидкости в межтрубном пространстве в произвольный момент t . За время dt в скважину из пласта к имеющемуся объёму $V(T)$ добавится объём $k[p_{\text{пл}} - p(t)]dt$, и одновременно насос выкачает объём qdt , где q – производительность насоса. Суммарный объём в скважине будет равен

$$V(t) = V(T) - q(t - T) + \int_T^t k[p_{\text{пл}} - p(t)]dt. \quad (4)$$

Так как $\rho gV(t) = Sp(t)$, то

$$p(t) = \frac{\rho g}{S} \left[V(T) + \int_T^t k[p_{\text{пл}} - p(t)]dt - q(t - T) \right].$$

Используя условие $p_T = p(T)$, получим решение уравнения (4):

$$p(t) = p_{\text{пл}} - \frac{1}{a} \{ b - [b - a(p_{\text{пл}} - p_0)e^{-aT}] e^{-a(t-T)} \}. \quad (5)$$

Промежуток $t_1(T) = T_1 - T$ есть время работы насоса в цикле. Подставив в (5) условие, чтобы в конце цикла при $t = T_1$ достигалось первоначальное давление $p_0 = p(T_1)$, получим

$$t_1(T) = \frac{1}{a} \ln \frac{b - a(p_{\text{пл}} - p_0)e^{-aT}}{b - a(p_{\text{пл}} - p_0)}. \quad (6)$$

$$\text{За цикл насос выкачивает объём } V(T) = qt_1(T). \quad (7)$$

3. Оптимизация циклов при неизменных параметрах

Зависимость продуктивности скважины $Q(t)$ от времени выглядит следующим образом:

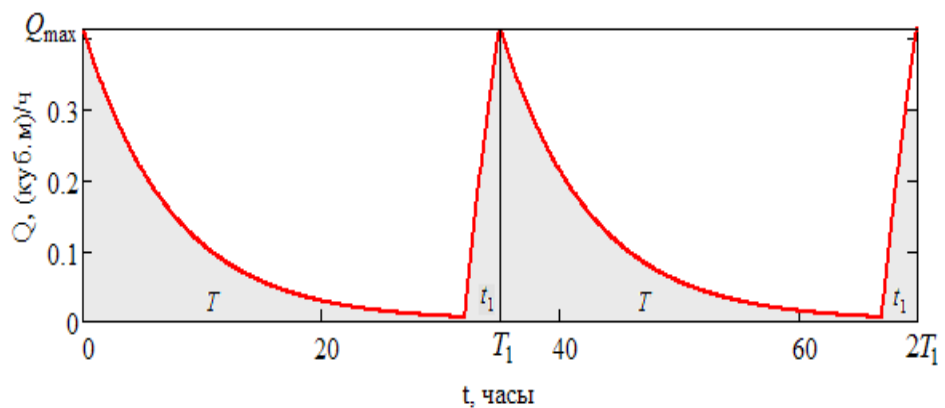


Рис. 3- Приток жидкости в скважину: T – время накопления, t_1 – длительность откачки. Показаны два цикла

Найдём оптимальное время накопления T , обеспечивающее экономическую эффективность добычи жидкости из скважины.

Пусть β – ценность единицы времени работы насоса, γ – ценность единицы объёма жидкости, α – ценность единицы затрачиваемого времени в цикле¹. Ценность всего цикла длительностью $T_1 = T + t_1$ будет составлять $\alpha \cdot (T + t_1)$. Прибыль за один цикл равна

$$\Pi(T) = \gamma \cdot qt_1 - \beta \cdot t_1 - \alpha \cdot (T + t_1).$$

Подставим значение t_1 :

$$\Pi(T) = \frac{\delta - \alpha}{a} \ln \frac{b - a(p_{\text{пл}} - p_0)e^{-aT}}{b - a(p_{\text{пл}} - p_0)} - \alpha \cdot T.$$

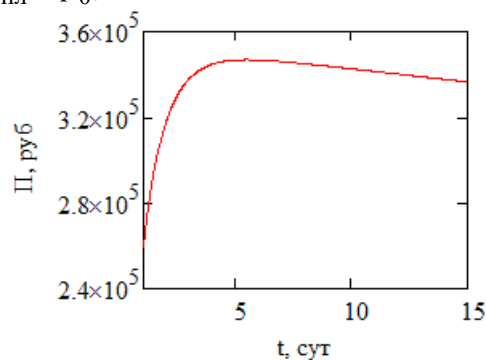


Рис. 4- Зависимость прибыли, получаемой при добыче жидкости за один цикл, от продолжительности восстановления давления ($\alpha = 0.0417$ руб/с, $\beta = 0.0417$ руб/с, $\gamma = 26 \cdot 10^3$ руб/м³, $P_{\text{пл}} = 1.2 \cdot 10^7$ Па, $P_0 = 5 \cdot 10^5$ Па, $a = 1.066 \cdot 10^{-5}$ с⁻¹, $b = 170.48$ Па · с⁻¹)

Максимум $\Pi(T)$ достигается при

$$T_{\text{опт}} = \frac{1}{a} \ln \frac{(p_{\text{пл}} - p_0)a\delta}{\alpha b}. \quad (8)$$

4. Аппроксимационная формула для расчета $T_{\text{опт}}$.

Параметры a и $p_{\text{пл}}$ с течением времени изменяются в связи с изменениями свойств пласта, добываемой жидкости, забоя и т.д. Для их определения воспользуемся методом наименьших квадратов. Представим формулу (3) в виде

$$\ln \frac{p_{\text{пл}} - p_0}{p_{\text{пл}} - p} - at = 0, \quad (9)$$

где p_0 будем считать известным. Пусть в моменты t_1, \dots, t_n были произведены измерения давления и получены значения p_1, \dots, p_n . Левая часть выражения (9), вычисленная при соответствующих значениях t_i, p_i , не всегда равна нулю, может отклоняться от нуля. Минимизация суммы квадратов отклонений от нуля

$$f(p_{\text{пл}}, a) = \sum_{i=1}^n \left(\ln \frac{p_{\text{пл}} - p_0}{p_{\text{пл}} - p_i} - at_i \right)^2$$

приводит к системе уравнений

¹ α – по смыслу это сумма сопутствующих расходов: амортизация оборудования, текущий ремонт и обслуживание, подготовка и транспорт нефти и т.п.; примем, априори, 150 руб/час = 0.0417 руб/с.

$$\sum_{i=1}^n \frac{p_i - p_0}{p_{пл} - p_i} \left(t_i \sum_{i=1}^n t_i \ln \frac{p_{пл} - p_0}{p_{пл} - p_i} - \ln \frac{p_{пл} - p_0}{p_{пл} - p_i} \sum_{i=1}^n t_i^2 \right) = 0, \quad (10)$$

$$a = \left(\sum_{i=1}^n t_i \ln \frac{p_{пл} - p_0}{p_{пл} - p_i} \right) \left(\sum_{i=1}^n t_i^2 \right)^{-1}. \quad (11)$$

Уравнение (10) позволяет определить $p_{пл}$. Подставив $p_{пл}$ в (11), найдём a . При условиях, приведенных в Табл. 1, получаем $p_{пл} = x = 119$ атм, $a = 0.93$ сут⁻¹.

5. Пример расчета $T_{опт}$, $V(T_{опт})$

Таблица 1- -Исходные параметры для расчета $T_{опт}$.

Рпл	Р0	q	ρ	g	k	Диаметр, мм		S
						НКТ 73, наружный	Обсадная труба 127, внутренний	
120	70	30	900	9,81	0.20	73	111	0,0055
атм	атм	м ³ /сут	кг/м ³	м/с ²	м ³ / (сут*атм)	мм	мм	м ²

По формулам (8), (7), (6) получаем (см. Табл. 2):

Таблица 2 - Расчетные параметры при $T_{опт}$

α	β	γ	a	b	δ	$T_{опт}$	$V(T_{опт})$ за цикл	t_l
руб/с	руб/с	руб/м ³	1/с	кг/(м ³ ·с)	руб/с	сут	м ³	час
0,042	0,042	26000	3,71E-05	5,58E+02	8,99	1,33	3,07	2,99

5. Выводы

Предложенный способ установления времени накопления по КВД позволяет существенно упростить и оптимизировать процесс выбора периода накопления жидкости в малодебитных скважинах при периодическом способе эксплуатации.

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

Литература

1. Султанов, Б.З. Интерпретация измерений гидравлического К.П.Д. насосных агрегатов [Текст] / Б.З. Султанов, Р.Н. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 95-97.
2. Сулейманов, Р.Н. Эффективность работы насосных агрегатов [Текст]: монография / Р.Н. Сулейманов, А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 100 с.

3. Галеев, А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосной станции [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 9. – С. 12-15.

4. К вопросу выбора оптимального времени проведения предупредительного капитального ремонта насосов [Текст] / А.С. Галеев, Б.З. Султанов, Р.Н. Сулейманов, С.К. Каминский // Нефтесервис. – 2003. – № 5. – С. 14.

5. Галеев, А.С. Автономная система контроля и мониторинга работы насосных агрегатов канализационной насосной станции [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, И.Г. Арсланов // Технические науки – от теории к практике. – 2013. – № 24. – С. 13-20.

6. Галеев, А.С. К проблеме повышения эффективности работы насосных агрегатов [Текст] / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, Г.И. Бикбулатова // Нефтесервис. – 2005. – № 2. – С. 92.

7. А.Н. Адонин. Учебное пособие. Под редакцией В. М. Муравьева. – М.: «Недра», 1979. – 213 с.

8. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др. Справочник по добыче нефти. Под ред. К.Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. -374 с.

УДК 622.245.226

ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОТАХАН

А.С. Абдрахманова

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

Бұл жұмыста ұңғымалардың кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулерін орындау нәтижелері, кен орнының ұңғымалары қорының сипаттамасы, бұрғылауды пайдалану, кен орындарын барлау және жете барлау, қабаттардың мұнай беруін арттыру талданады.

Тірек сөздер: Кен орны, физикалық-химиялық қасиеттері, ұңғыма, кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер.

В данной работе анализируются результаты выполнения промыслово-геофизических исследований скважин, характеристика фонда скважин месторождения, эксплуатационное бурение, разведка и доразведка месторождений, повышение нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: Месторождение, физико-химические свойства, скважина, промыслово - геофизические исследования .

This paper analyzes the results of field and geophysical studies of wells, characteristics of the well stock of the field, production drilling, exploration and additional exploration of fields, increasing oil recovery.

Keywords: Field, physical and chemical properties, well, field and geophysical studies.

Месторождение Ботахан изучено методом структурной сейсмической разведки (1962—1976), открыто в 1980 в результате глубинного бурения. Тектонически приурочено к солянокупольной структуре. Геологический разрез месторождения включает отложения от нижней перми до антропогена. Продуктивные слои расположены в верхней части соляного купола; нефтеносность связана с отложениями средней юры.

Нефтеносные горизонты мощностью 3,1—6,6 м, сложенные средне-юрскими песчаниками в чередовании с глинами, залегают на глубине 1200-1450 м.

Открытая пористость нефтяных коллекторов 22,5—25%, проходимость 0,05—0,15 мкм². Давление пласта 14,2—20,4 МПа. Суточная продуктивность нефти 14,45—32 мн. Плотность нефти 0,812—0,850 г/см³, содержание серы низкое, парафина 1,8—2,65%.

Геологические запасы оценивается 4,191 миллионов тонн нефти.

Оператором месторождения является казахская нефтяная компания [Разведка Добыча «КазМунайГаз»](#). [2,5]

В структурном отношении месторождение Ботахан приурочено к юго-восточной части Прикаспийской впадины и расположено в межкупольной зоне Жилая Коса - Джарчик - Карсак. В геологическом строении месторождения участвует весь комплекс надсолевых отложений от кунгурского яруса нижней перми до неоген четвертичных включительно. Поисково-разведочное и в дальнейшем эксплуатационное бурение выявило промышленную нефтеносность I (1 и 2 пласты) и II (1 и 2 пласты) среднеюрских горизонтов, которые расположены друг под другом и имеют идентичное строение. Залежи продуктивных горизонтов представлены терригенными отложениями и относятся к типу пластовых, сводовых.

Разработка месторождения начата в 1981 году. Стадия эксплуатации определена как третья. Месторождение разрабатывается согласно «Уточненному проекту разработки» выполненного в 2014 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». [1,5]

За 2018 год проведено 120 геолого-технических мероприятий, дополнительно добыто 12,6377 тыс. тн нефти. Введены из бурения 2 эксплуатационных (№№185,186) и 1 разведочная скважина (№301), дополнительно добыто 0,6479 тыс. тн нефти. Произведен капитальный ремонт 20 скважин, по этим скважинам проводились работы по изоляции водопритока, по переходу на другие горизонты и устранение негерметичности эксплуатационной колонны, дополнительно получено 8,193 тыс. тн нефти. При плане 38 скв/опер с дополнительной добычей 2,207 тыс. тн произведены работы по воздействию на призабойную зону скважин – 48 скв/опер, с дополнительной добычей 0,6144 тыс. тн, из них по дополнительному прострелу 2 скважин получено 0,271 тыс. тн нефти, при плане 4 скважины с добычей 1,0236 тыс.тн. По ограничению водопритока 2 скважин силами КРС НГДУ получено 0,3433 тыс. тн нефти. Вне плана были проведены работы по оптимизации режима работы - 53 скважины с дополнительной добычей 3,1824 тыс. тн нефти. [1,2,5]

I объект (I- среднеюрский горизонт)

Горизонт вскрыт во всех пробуренных скважинах. Горизонт состоит из двух песчаных пластов 1 и 2, разобщенных между собой глинистыми пропластками толщиной 2-4 м.

I - среднеюрский горизонт представлен песчаником серым, мелкозернистым, алевритом серым, глинистым, слабокарбонатным. Нефти I среднеюрского горизонта плотностью 0,835-0,853 г/см³. Содержание серы колеблется в пределах от 0,1 до 0,95%, в среднем – 0,29%, парафина – в пределах от 0,01 до 2,5%, в среднем – 1,53%. Содержание силикагелевых смол изменяется в пределах 4,3-11,5%, в среднем 8,36%, асфальтены варьируют в пределах 0,1-0,9%, в среднем 0,54%. Общая минерализация пластовой воды варьирует в пределах 220,26-265,94 г/дм³, составляя в среднем по горизонту -244,36 г/дм³, плотность воды изменяется в пределах от 1,14 до 1,17 г/см³, в среднем составляя 1,16 г/см³.

С начала разработки по горизонту добыто 4216,781 тыс. тн нефти и 10561,096 тыс. тн воды, 183,534 млн. м³ газа. За отчетный год по горизонту добыто 98,6856 тыс. тн нефти и 561,7298 тыс. тн воды и 4,594 млн. м³ газа. Выработанность составила 97,7 %, против проектного 96,8 %. Темп отбора составила 2,3% от начальных извлекаемых запасов, проектный 2,1 %. Обводненность 81 %, против проектной 94,9 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 66 скважин, нагнетательный фонд 16 скважин. Закачка на объект ведется с 1999 года, суммарная закачка воды по нагнетательным скважинам составила 11004,1439 тыс. м³, годовая закачка составила 523,532 тыс. м³ воды, при этом с начала нагнетания от закачки дополнительно добыто

117,7928 тыс. тн нефти. Компенсация закачкой составляет 75,5 %. Наблюдательный фонд 10 скважин.

Ю-I, 1 пласт

Глубина залегания пласта колеблется от 1186 до 1230 м. Общая толщина коллектора изменяется от 0,4 до 14,7 м и составляет в среднем 4,59 м. Общая эффективная толщина коллектора – от 0,4 до 9,3 м при среднем значении 3,80 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 0,4 м в скв.№ 45 до 8,2 м в скв.№ 161, среднее значение – 3,57 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-4, в среднем составляя 1,58. Коэффициент песчаности – в пределах 0,1-0,9, в среднем – 0,65.

Среднее значение ВНК принято на отметке минус 1231,5 м. Высота нефтяной залежи при принятом ВНК составляет 23,9 м. Площадь нефтеносности 3363 тыс.м².

Ю-I, 2 пласт

Глубина залегания пласта колеблется от 1193 до 1254 м. Общая толщина коллектора составляет 9-19,6 м, в среднем 16,07 м; общая эффективная толщина коллектора изменяется в пределах от 3,0 до 17,4 м, в среднем 12,56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина - от 2,2 м в скв.№ 102 до 16,0 м в скв.№ 42, в среднем составляет 10,3 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 2-7 пропластков; коэффициент песчаности – в пределах 0,1-0,9, в среднем – 0,73.

Водонефтяной контакт принят как среднее значение на абсолютной отметке минус 1244,2 м. По новым скважинам появление воды выше принятого ВНК связано с обводнением пластов в процессе разработки. Высота нефтяной залежи с учетом принятого ВНК составляет 28 м. Площадь нефтеносности 3789 тыс.м².

II объект (II-среднеюрский горизонт)

Нефти II среднеюрского горизонта более легкие, их плотность изменяется в пределах от 0,800 до 0,845 г/см³, в среднем составляя 0,819 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С изменяется в пределах 4,47 - 22,12 мм²/с, что в среднем составляет 9,4 мм²/с. Содержание серы колеблется в пределах 0,12-0,94%, в среднем составляет 0,23%, парафина – в пределах 0,07-2,65%, в среднем – 1,54%. Среднее содержание силикагелевых смол по горизонту равно 5,4%, асфальтенов – 0,48%. Общая минерализация пластовой воды изменяется в пределах 218,5-271,32 г/дм³, в среднем составляя 253,16 г/дм³, плотность воды – в пределах от 1,15 до 1,18 г/см³, в среднем – 1,17 г/см³. [1,3,4,5]

С начала разработки добыто 1682,507 тыс. тн нефти и 3662,155 тыс. тн воды, газа 77,974 млн. м³. За отчетный год добыто 22,8204 тыс. тн нефти и 114,8648 тыс. тн воды, 0,752 млн. м³ газа. Выработанность запасов 83,1 % при проектной 84,7 %. Темп отбора от начальных запасов 1,1 %, против проектного 2,2 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи составил 0,302 д.е, против проектной 0,308 д.е. Обводненность 79,2 %, против проектной 84,8 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составил 24 скважины, нагнетательный фонд 4 скважины. Закачка воды начата с 1992 года. Суммарная закачка составила 6144,2861 тыс. м³ воды, годовая закачка 91,554 тыс. м³ воды. Дополнительная добыча за счет заводнения составила 97,9246 тыс. тн нефти с начала нагнетания, годовая добыча 0,182 тыс. тн. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала нагнетания 115,7 %. Наблюдательный фонд 9 скважин.

Ю-II, 1 пласт

Глубина залегания пласта находится на уровне 1358 – 1415 м. Общая толщина коллектора находится в пределах от 1,2 до 30 м при среднем значении 19,6 м; общая эффективная толщина коллектора – от 1,2 до 16,6 м, в среднем составляет 8,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 1,4 м в скв.№ 155 до 14,8 м в скв.№ 18, в среднем составляет 7,28 м. Коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 8 пропластков и в среднем составляет 4,2; коэффициент песчаности – в пределах 0,04-0,63, в среднем составляя 0,33.

Среднее значение положения водонефтяного контакта принято на абсолютной отметке минус 1414,7 м по скважинам №№ 15, 17, 81, 149. Появление воды выше принятого ВНК по новым скважинам объясняется влиянием интенсивной разработки залежи. При принятом значении водонефтяного контакта высота залежи составляет 30 м. Площадь нефтеносности равна 4107 тыс.м².

Ю-II, 2 пласт

Глубина залегания 2 пласта находится на уровне от 1392 до 1450 м. Общая толщина горизонта изменяется от 12 до 52 м; общая толщина коллектора находится в пределах от 1,6 до 29,5 м при среднем значении 20,48 м, общая эффективная толщина коллектора – от 4,0 до 18,4 м, в среднем составляет 9,64 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 0,8 в скв.№ 152 до 18,4 м в скв.№ 27, в среднем составляет 8,2 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах от 2 до 9 пропластков и в среднем составляет 4,89; коэффициент песчаности – в пределах 0,13-0,8, в среднем – 0,37.

Среднее значение ВНК принимается на абсолютной отметке минус 1445,2 м. При принятом значении ВНК высота залежи составляет 35,5 м. Площадь нефтеносности 3871 тыс.м².

По состоянию на 01.01.2019 год эксплуатационный фонд 90 скважин, действующий 87 скважин, 1 скважина в бездействии, 2 скважины в ожидании ликвидации. Нагнетательный фонд 20 скважин, наблюдательный фонд 19 скважин, в ликвидации 41 скважина. Весь пробуренный фонд 170 скважин. На месторождении используют глубиннонасосный способ эксплуатации. С начала разработки по месторождению добыто 5899,288 тыс. тн нефти и 14223,252 тыс. тн воды, за отчетный год добыто 121,506 тыс. тн нефти и 676,5946 тыс. тн воды.

На месторождении для поддержания пластового давления применяется закачка воды с 1992 года на II объект, а с 1999 года в оба объекта. Было закачено с начала заводнения 17148,430 тыс. м³ воды, в том числе за 2018 год закачено 615,086 тыс. м³ воды в пласт, дополнительно добыто 1,0565 тыс. тн нефти. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки составляет 86,3 %.

Эксплуатационное бурение

За 2018 год по месторождению Ботакан было пробурено и закончено строительство 2 скважины (№№ 185, 186)

По пробуренным эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.01.2019 год было добыто 4,0927 тыс. тн нефти и 6,7496 тыс. тн воды. Среднесуточный дебит составил: 4,2 тн/сут по нефти и 7,0 тн/сут воды, обводненность 62 %.[3,4,5,6]

Скважина № 185-Ботакан пробурена для эксплуатации юрского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 1373-1376 м, 1378,5-1380,5 м, 1384-1386,2 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 53м

ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 650м

ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 1500м

ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях юры:

1060,2-1066,3 м – слабонефтенасыщенный,

1066,3-1068,3 м – нефть+вода,

1197,3-1199,8 м - нефть+вода.

Скважина № 186-Ботакан пробурена для эксплуатации юрского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 1395-1397 м, 1411-1417 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 51м

ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 650м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 1500м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях юры:

1211,3-1213,6 м – слабонефтенасыщенный,

1214,6-1216,3 м – нефтенасыщенный,

1216,3-1218,2 м – слабонефтенасыщенный,

1398,8-1400,5 м – нефть+вода.

Повышение нефтеотдачи пластов

В 2018 году по НГДУ «Доссормунайгаз» для повышения нефтеотдачи пластов были проведены опытно-промышленные испытания по технологии ГРП согласно договора №847-113 от 29.05.2018г. Подрядчик ТОО «Жасулан и Компания» совместно с ТОО «Caspian Integrated Services» провели ГРП на скважине №185 месторождения Ботахан.

С начала 2018 года согласно договору № 607- 111 от 23.04.2018 года силами ТОО «КаспианТехноГрупп» произведена гидромеханическая прокалывающая перфорация на скважинах №186 месторождения Ботахан.

При анализе обработанных данных добывающих скважин прирост добычи не наблюдается (Таблица 1). Имеется тенденция уменьшения жидкости и увеличения обводненности некоторых скважин, в связи с чем эффект не получен. Таким образом, проведенные опытно- промышленные испытания (ОПИ) свидетельствуют о недостаточности свойств данных технологии в условиях этих месторождений. Для проведения ОПИ по разным технологиям нужно оптимизировать выбор наиболее эффективных технологий и объектов их применения на основе физико-гидродинамических характеристик залежи нефти, определяющих конечный КИН.

Таблица 1 - Анализ данных по выполнению опытно-промышленных испытаний на скважинах месторождения Ботахан

№ п/п	Месторождения	№ скв	Наименование мероприятий	Дата начало ремонта	Дата окончание ремонта	Дебит до ремонта			Дебит после ремонта			Сут. эффе кт	Примечание
						Qж м ³	Qн тн	%, обв	Qж м ³	Qн тн	%, обв		
ОПИ (ТОО «Caspian Integrated Services»)													
1	Ботахан	185	гидроразрыв пласта	03.11.18	08.12.18	0,6	0,3	30	19	0	100	-0,3	Нет положительного эффекта, возможно произведенная технология на текущий низко-проницаемый пласт, не достаточно для достижения эффекта.
ОПИ (ТОО "КаспианТехноГрупп")													
2	Ботахан	186	Прокалывающая перфорация	23.10.18	23.10.18	12,8	1,2	89	3,8	0,8	73	-0,4	Слабый приток с пласта, низкий динамический уровень, планируем повторное проведение прокалывающей перфораций с подтверждением ГИС. Дебит соседней скважины №80 нефть 6,2тн/сут. обв.78%

Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин

Для контроля за состоянием разработки месторождений и определения технического состояния скважин по НГДУ «Доссормунайгаз» за 2018 год выполнены 131 скв/опер, при плане 127.

Основными видами исследования, проведенные на скважинах месторождений, является определение ВНК, нефтеводонасыщенности, источника обводненности стандартным методом (НГК, ИННК, ГК), исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, перфорация, определение профиля притока и поглощения.

По результатам интерпретации геофизических исследований проведены ряд геолого-технических мероприятий.

По месторождению Ботахан на 40 скважинах проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны (№№40, 36, 155, 133, 174, 151, 1, 68, 150, 81, 144, 10, 24н, 148, 138, 38, 71н, 73, 185, 19н, 136н, 81н, 13н, 104н, 71н, 73н, 153, 66, 38, 157, 142, 158, 186, 185, 68, 155, 107н, 8н, 181, 158), на 15 скважинах (№№ 40, 36, 155, 133, 174, 151, 1, 68, 150, 81, 144, 10, 24н, 148, 138) - определение ВНК, тех.состояния, на 4 скважинах (№№ 38, 71н, 73, 185) - определение тех.состояния, на 10 скважинах (№№ 153, 66, 38, 157, 142, 158, 186, 185, 68, 155) - определение профиля притока методом компрессирования, на 7 скважинах (№№ 19н, 136н, 81н, 13н, 104н, 71н, 73н) - профиль поглощения, на 4 скважинах (№№ 107н, 8н, 181, 158) – перфорация с ГК, скважины № 186 – взрыв пакер ВП.

По результатам ГИС подверглись к переводам на другие нефтенасыщенные интервалы и на другие категории 7 скважин. Из них скважина № 109 переведена из наблюдательного фонда в эксплуатационный фонд, № 109 переведена из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд, скважина № 66 переход на нижележащий горизонт, скв. №№ 171, 152, 143, 184 переведены на вышележащий горизонт. Эффект получен 8,193 тыс.тн.нефти.

По месторождению Ботахан дополнительно перфорированы скважины №№ 181, 158 и нагнетательные скважины №№ 8н, 107н. Эффект от дополнительной перфораций 1,1тн/сутки нефти. Суммарный эффект получен 0,2711 тыс.тн нефти.

Разведка и доразведка месторождений

На месторождении Ботахан в отчетном году пробурена разведочная скважина №301, с целью уточнения геологического строения и поиска залежей нефти и газа в надкарнизных и подкарнизных отложениях. В эксплуатацию пущена 29.10.2018 году фонтанным способом с интервалами перфорации 1205,5-1206,5 м, 1212,2-1214,4 м, 1218,7-1221 м. 18.11.2018 года переведена на механизированный способ эксплуатации.

Скважина № 301 пробурена до глубины 2900м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 426мм x 30м.

ВПЦ-до устья.

Кондуктор 324мм x 110м.

ВПЦ-до устья.

Промежуточная колонна 245мм x 1100м.

ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 2900м.

ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС выделяются нефтенасыщенные и водонасыщенные коллектора. В качестве объекта испытания с целью получения притока углеводородов выделены: 2826-2831м, 1205,5-1206,5м, 1212,2-1214,4м, 1218,7-1221м, 1173,4-1175,4м.

Испытание интервала перфорации 2826-2831м произвели вызов притока из пласта путем замены на воду удельным весом 1,05 г/см³, притока нет. Снижение уровня жидкости методом свабиования до 1450м, с целью вызова притока. Приток жидкости из пласта отсутствует. Установка ВП 135мм на глубине 1250м с заливкой цементного раствора Произведена перфорация интервалов 1205,5-1206,5м, 1212,2-1214,4м, 1218,7-1221м с привязкой ГК, ЛМ. Произвели вызов притока из пласта путем замены на воду удельным

весом 1,05 г/см³, притока нет. С целью вызова притока провели снижение уровня жидкости методом свабирования. Фонтанирование скважины нефтью. За время испытания со скважины вытеснено 107,4 м³ жидкости, из них 23 м³ закаченная тех.вода и 84,4 м³ пластовая нефть.[5,7]

Выводы и предложения по улучшению разработки нефтяных месторождений

С целью улучшения системы разработки объектов, повышения эффективности закачки воды, увеличения темпов отбора нефти и конечной нефтеотдачи пластов рекомендуются:

Ввод из бурения новых добывающих скважин.

Определение причин и характера обводненности разрабатываемых горизонтов.

Подбор геологических и технологических мероприятий для увеличения и стабилизации добычи нефти.

Подбор эффективных параметров работы глубинных насосов.

Определение эффективности закачки для поддержания пластового давления и отборов жидкости с целью увеличения выработанности, темпа отбора для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Регулярно проводить профилактические работы для предотвращения образовавшихся парафиновых отложений в НКТ и выкидных линий в проблемных скважинах.

Проводить геолого-технические мероприятия по воздействию на призабойную зону скважин с целью увеличения их продуктивности, изоляции пластовой и сторонней воды в высокообводненных скважинах.

Подбор эффективных методов по борьбе с парафиноотложениями.

Литература

1.Отчет «Обработка данных 3Д сейсморазведки в глубинной области – ГМДС и инверсии и литофлюидной классификации на мест. Ботахан в 2013г», 2014г, ТОО «Петролеум Гео Сервисез (Казахстан)» (PGS).

2.Проект предварительная оценка воздействия на окружающую среду к «Уточненному проекту разработки мест. Ботахан».

3.Уточненный проект разработки мест. Ботахан, 2014г, ТОО НИИ «КМГ». Протокол ЦКРР № 50/11 от 22.08.2014г.

4.Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки мест. Ботахан, 2016г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео №27-5-1123-И от 06.07.2016г.

5.Цифровой Эмбаунайгаз 2018 год.

6.Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Иваник В.В., Иванов А.В., Кудинов Ю.С., Пономарев В.А., Саркисов А.С., Хрычев А.Н. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности.- М.:, 2012.- 341с.

7.Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых: Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 123).

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАБУРУНЬЕ

Н.А. Даулетов

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»,
магистрант

С целью моделирования процесса и прогноза эффективности полимерного заводнения выполнено геолого-гидродинамическое моделирование для проектного участка опытных работ, проведены прогнозные расчеты показателей разработки, включающей характеристики пластов и флюидов опытных участков.

Ключевые слова: месторождение, пласт, объект, скважина, полимерное заводнение, повышение нефтеотдачи, разработка месторождений, исследования, моделирование.

Процесті модельдеу және полимерлі суландыру тиімділігін болжау мақсатында тәжірибелік жұмыстардың жобалық учаскесі үшін геологиялық-гидродинамикалық модельдеу орындалды, тәжірибелік учаскелердің қабаттары мен флюидтерінің сипаттамаларын қамтитын даму көрсеткіштері бойынша болжамдық есептеулері жүргізілді.

In order to simulate the process and predict the efficiency of polymer flooding, geological and hydrodynamic modeling was performed for the pilot project site, and predictive calculations of development indicators were carried out, including the characteristics of the formations and fluids of the experimental sites.

На месторождении Забурунье исследования индикаторным методом с последующей интерпретацией данных показали неравномерность перераспределения закачиваемой в пласт воды. Так, по каналам высокой проводимости фильтруется более 80 % закачиваемой жидкости к 7-9 скважинам. Остальная закачиваемая жидкость распределяется между другими скважинами на исследуемых участках. От нагнетательной скважины 42 основной объем воды уходит по направлению к скважинам 35, 41, 46, 79, 85, от нагнетательной скважины 44 – по направлению к скважинам 45, 51, 79, 142.

Исследуемые участки характеризуются высокой расчленённостью пласта Неоком-II и наличием высокопроницаемых каналов характеризующихся высокой скоростью и проницаемостью межскважинного пространства.

Данные проведенных исследований были учтены при построении оперативной гидродинамической модели. Увеличена проницаемость зон воздействия нагнетательных скважин на вскрытых данными скважинами перфорацией слоев модели. Проведены варианты расчеты при различных схемах геологической неоднородности модели. Выбран оптимальный вариант послойных карт проницаемостной неоднородности, на базе которых проведены расчеты прогнозного базового варианта разработки объекта и варианта с применением закачки полимеров (закачки раствора увеличенной вязкости).

Гидродинамическая модель по горизонту Неоком-II месторождения Забурунье строилась поквартально с учетом истории эксплуатации скважин с месячными показателями.

В связи с дискретностью имеющихся данных по давлениям, модель адаптировалась по дебитам жидкости с ограничением минимального забойного давления. Соответственно прогноз до 31.12.2020 г построен по дебитам жидкости поквартально. Расхождение между расчетным и фактическим дебитами жидкости на расчетный квартал составило 3.8 %.

При расчете прогнозных показателей менялась вязкость закачиваемого агента в скважины 34, 42 и 44. В случае если работы по проведению исследований продолжатся, то их результаты в дальнейшем будут учитываться при фильтрационном моделировании.

График текущих показателей адаптации и прогноза модели опытного участка без применения и с применением полимерного заводнения приведены на рисунках 1.

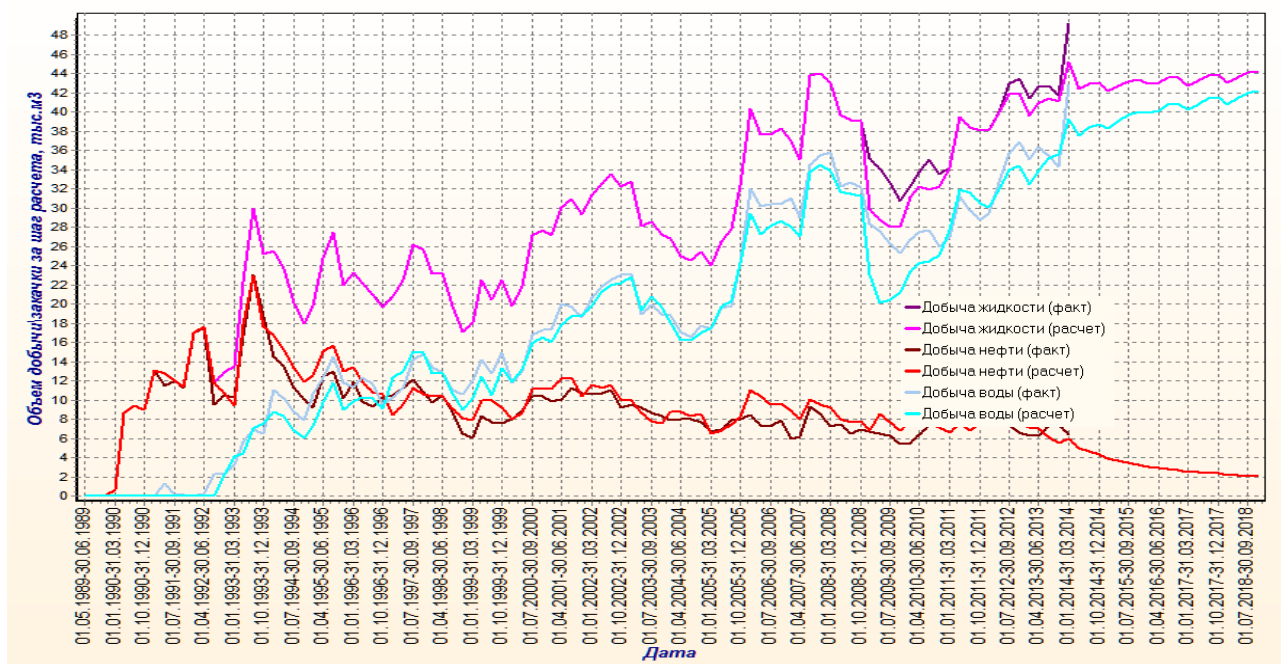


Рис. 1 - График базовых прогнозных показателей участков скв. 42-44

Для оценки эффективности закачки полимера были проведены прогнозные расчеты показателей разработки в адаптированной оперативной геолого-гидродинамической модели. Были рассчитаны варианты разработки. Все варианты разработки спрогнозированы на одновременной интервал до 31.12.2020 г.

Первый вариант разработки включает в себя проведение мероприятий по полимерному воздействию на участке нагнетательных скважин 42 и 44 с учетом сложившейся на сегодняшний день количества действующего фонда участка.

Второй вариант разработки включает в себя проведение мероприятий по полимерному воздействию на участке нагнетательных скважин 42 и 34 с учетом сложившейся на сегодняшний день количества действующего фонда участка.

Третий вариант разработки включает в себя проведение мероприятий по полимерному воздействию на участке нагнетательных скважин 11 и 55 с учетом сложившейся на сегодняшний день количества действующего фонда участка.

При прогнозе добычи нефти для участка скважин 42-44, учитывая результаты трассерных исследований, были использованы 19 реагирующие добывающие скважины.

Период прогноза составляет 4 года с 01.10.2016 г по 30.09.2020 г, с учетом закачки полимерного раствора в течение 3.5 года и полгода продолжительности действия эффекта после закачки. Данные по разработке продлены согласно последнему расчетному дебиту. Коэффициент эксплуатации принят, равным единице.

График прогнозных показателей по двум проектным участкам 42-44 месторождения Забурунье представлен на рисунке 2.

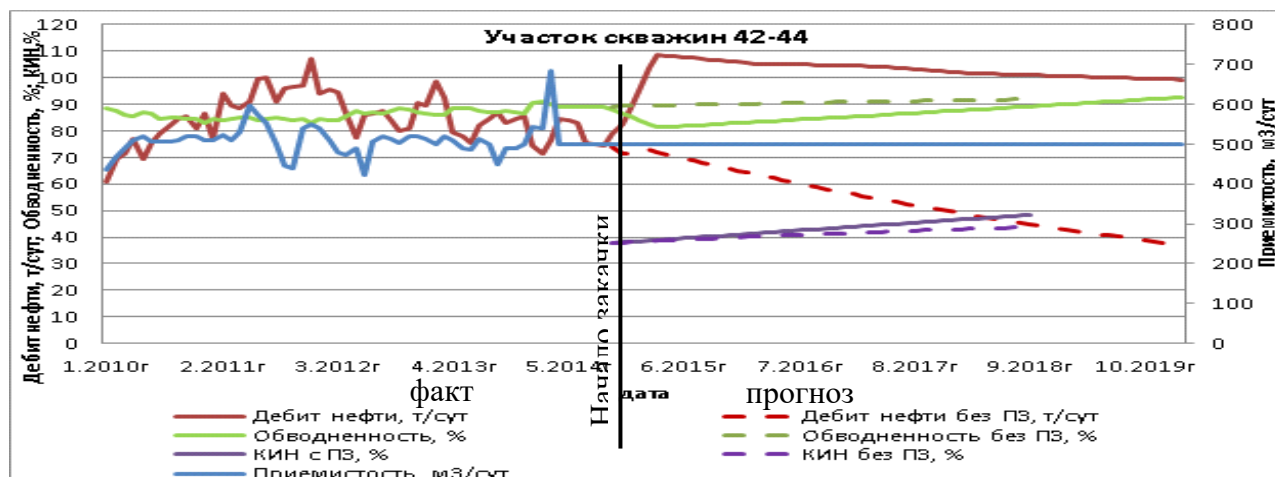


Рис. 2 - График прогнозных показателей участка скв. 42-44

Из графика следует, что при предлагаемой схеме закачки полимеров эффект сохранится и после окончания закачки минимум полгода. В ходе проведения работ предполагается осуществлять мониторинг эффективности и на основании расчетов можно будет оценить полученную рентабельность и необходимость дальнейшего ведения подобных работ.

По результатам прогнозных расчетов дополнительная добыча нефти от применения полимерного заводнения на опытном участке на конец 2016 г. (за 6 месяцев) составит 3800.9т, снижение обводненности до 8.2 %.

На дату окончания прогноза 30.09.2020 г дополнительная добыча нефти на опытном участке составит 64111.1 т. На данных участках отмечается переток пластовых флюидов с прилегающих площадей, за счет чего отбор нефти продолжается после достижения расчетной выработанности. Прирост КИН составит 4.54 %.

При прогнозе добычи нефти для участка скважин 42-34 были использованы 18 реагирующие добывающие

Период прогноза составляет 4 года с 01.10.2016 г по 30.09.2020 г. Период прогноза составляет 4 года с 01.10.2016 г по 30.09.2020 г, с учетом закачки полимерного раствора в течение 3.5 года и полгода продолжительности действия эффекта после закачки. Данные по разработке продлены согласно последнему расчетному дебиту. Коэффициент эксплуатации принят, равным единице.

При предлагаемой схеме закачки полимеров эффект сохранится и после окончания закачки минимум на год. В ходе проведения работ предполагается осуществлять мониторинг эффективности и на основании расчетов можно будет оценить полученную рентабельность и необходимость дальнейшего ведения подобных работ.

По результатам прогнозных расчетов дополнительная добыча нефти от применения полимерного заводнения на опытном участке на конец 2016 г. (за 6 месяцев) составит 3830.1т, снижение обводненности до 7.8 %.

На дату окончания прогноза 30.09.2020 г дополнительная добыча нефти по на опытном участке составит 64163 т. На данных участках отмечается переток пластовых флюидов с прилегающих площадей, за счет чего отбор нефти продолжается после достижения расчетной выработанности. Прирост КИН составит 4.18 %.

При прогнозе добычи нефти для участка скважин 11-55 учитывая, что в данной зоне оказывают значительное влияние нагнетательные скважины 11 и 55 на добывающие скважины, были использованы 24 реагирующие добывающие скважины

Период прогноза составляет 4 года с 01.10.2016 г по 30.09.2020 г, с учетом закачки полимерного раствора в течение 3.5 года и полгода продолжительности действия эффекта

после закачки. Данные по разработке продлены согласно последнему расчетному дебиту. Коэффициент эксплуатации принят, равным единице.

На дату окончания прогноза 30.09.2020 г дополнительная добыча нефти по на опытном участке составит 91568.4 т. На данных участках отмечается переток пластовых флюидов с прилежащих площадей, за счет чего отбор нефти продолжается после достижения расчетной выработанности. Прирост КИН составит 3.76 %.

В связи со сложностью и ответственностью работ, а также принимая во внимание факт, что полимерное заводнение на месторождении Забурунье ранее не применялось, работы по внедрению проекта целесообразно разбить на 2 части:

Опытно-промышленные работы (ОПР) направленные на отработку технологии в условиях реального пласта. Определение максимальной и минимальной концентраций полимерного раствора. Мониторинг работы добывающих скважин. Продолжительность ОПР – 6 месяцев. На базе проведенных ОПР проводятся: анализ и необходимое изменение режимов работы скважин, промежуточная оценка эффективности полимерного заводнения, включая определение дополнительно добытой нефти.

Промышленное внедрение технологии полимерного заводнения с целью заполнения 30 % порового объема участка и максимизации дополнительно добытой нефти. Продолжительность промышленных работ – 3 года. По выполнению промышленных работ проводится: оценка эффективности полимерного заводнения; подсчет дополнительно добытой нефти; расчет текущего КИН.

Представленные этапы работ должны следовать без прекращения закачки. Перерыв в закачке полимерного раствора и переход на закачку воды приведет к снижению эффекта, прорывам воды и необходимости создания нового экрана из высоковязкой оторочки, что неизменно приведет к увеличению затрат

Работы по закачке полимерного раствора с использованием марки полимера Флораам 5205VHM должны производиться согласно программе работ, как показано в таблицах 6.9-6.11. Необходимая концентрация полимера для участков скважин 42-44 и 42-34 будет около 1500 ppm, обеспечивая вязкость 13 сП для Флораам 5205VHM. Необходимая концентрация полимера для участков скважин 11-55 будет около 2000 ppm, обеспечивая вязкость 21 сП для Флораам 5205VHM. Программа закачки описана ниже:

- Концентрация полимера в двух нагнетательных скважинах будет увеличена в течение первых 15 дней от 0 до 1000 ppm (0,1 %) с целью отслеживания реакции пласта и скважин на закачку полимера.

- После установления стабильного объема закачки, закачка должна быть продолжена при необходимой концентрации 1500 ppm (0,15 %) для следующих 1105 дней на участках скважин 42-44 и 44-34. Для участка скважин 11-55 закачка должна быть продолжена при необходимой концентрации 2000 ppm (0,2 %).

- После закачки полимерного раствора с концентрацией 1500 ppm (0,15 %) продолжить закачку полимера с концентрацией 1000 ppm (0,1 %) для следующих 100 дней на участках скважин 42-44 и 44-34. Для участка скважин 11-55 продолжить закачку полимера с концентрацией 1000 ppm (0,1 %) для следующих 110 дней.

В последние 60 дней работы по закачке полимерного раствора продолжались закачку полимера с концентрацией 500 ppm (0,05%) на участках скважин 42-44 и 44-34. Для участка скважин 11-55 продолжались закачку полимера с концентрацией 500 ppm (0,05 %) в последние 50 дней работы по закачке полимерного раствора.

Постепенное увеличение концентрации закачиваемого полимера от 500 до 1500-2000 ppm предусмотрено для отслеживания реакции пласта и скважин на закачку полимера, изменения устьевого и забойного давления нагнетательных скважин, работы всех узлов и агрегатов.

Таблица 1 – Программа закачки для опытного участка 42-44 на месторождении Забурунье

Параметры закачки		Макс. объем закачки (м3/сут)				
Количество дней закачки	Концентрация полимера (ppm)	Вязкость полимера	Скв. 44	Скв. 42	Полимер (тонн)	Накопленный полимер (тонн)
		(сП)				
1 этап. Опытно-промышленные работы (6 месяцев)						
5	500	2.5	269	262	1.46	1.46
5	750	4	269	262	2.19	3.65
5	1000	6	269	262	2.92	6.57
169	1500	13	269	262	148.07	154.64
2 этап. Промышленные работы (3 года)						
936	1500	13	269	262	820.08	974.72
100	1000	6	269	262	58.41	1033.13
60	500	2.5	269	262	17.52	1050.65

С целью моделирования процесса и прогноза эффективности полимерного заводнения выполнено геолого-гидродинамическое моделирование для проектного участка опытных работ:

- сформирована база данных;
- построена оперативная геологическая модель;
- создана оперативная гидродинамическая модель.

Для оценки эффективности закачки полимера проведены прогнозные расчеты показателей разработки в адаптированной оперативной геолого-гидродинамической модели, включающей характеристики пластов и флюидов опытных участков. По результатам прогнозных расчетов дополнительная добыча нефти от применения полимерного заводнения на опытном участке в период закачки 3.5 года и полгода продолжительности действия эффекта после закачки составит:

Для первого варианта (участок скважин 42-44) - 64111.1 т. Прирост КИН составит 4.54 %.

Для второго варианта (участок скважин 42-34) – 64163 т. Прирост КИН составит 4.18 %

Для третьего варианта (участок скважин 11-55) – 91568.4 т. Прирост КИН составит 3.76 %

Литература

1. Манырин В.Н, Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара, 2002. – 392 с.
 2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (часть 2. Фильтрационные модели) – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – 2
 3. Отчет ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по договору № 1554-17 от 29.05.2007г «Проект разработки месторождения Забурунье», Атырау 2010.
 4. Отчет ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по договору № 486-17 от 03.03.2006г «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Забурунье по состоянию на 01.01.2007 г.», Атырау 2009.
 5. ГОСТ 21 153.0-75- ГОСТ 21153.7-75 Методы физических испытаний. Отбор проб и общие требования к методам физических испытаний.
- Разработка проекта полимерного заводнения и проведение лабораторных исследований для подбора полимера. Договор № 12/дис от 29.01.2014 г., ТОО «АЛСТР

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МАКАТ

М.М. Елеуов

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

В данной работе рассматривается текущее состояние месторождения, характеристика фонда скважин месторождения, эксплуатационное бурение и повышение нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: месторождение, скважина, эксплуатационные объекты, нефтеотдачи пластов.

Бұл жұмыста кен орнының ағымдағы жағдайы, кен орнының ұңғымалары қорының сипаттамасы, бұрғылауды пайдалану және қабаттардың мұнай беруін арттыру қарастырылады.

Тірек сөздер: Кен орны, ұңғыма, пайдалану объектілері, қабаттардың мұнай беруі.

This paper discusses the current state of the field, the characteristics of the field well stock, production drilling and enhanced oil recovery.

Keywords: Field, well, production facilities, oil recovery.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами, проводившимися с перерывами в период 1930-1986 гг. Детальные сейсморазведочные исследования методом *общей глубинной точки* (МОГТ) проведены в 1984-1987 гг. Поисковые работы начаты в 1988 г., который и явился годом открытия месторождения. Структура представляет собой антиклинальное поднятие, образованное в районе сочленения соляных перешейков, соединяющих купола Мака́т и Жолдыбай. Поверхность соляного тела осложнена многочисленными ступенями и небольшими самостоятельными поднятиями, которым соответствует сложное строение надсолевых отложений. Тектоническими нарушениями структура делится на 2 блока: северный и южный. По отражающим горизонтам III (поверхность юры) и V (подошва нижней юры) размеры поднятий 1,2 x 2 и 3 x 3,6 км соответственно с амплитудами 40-70 м. Во вскрытом разрезе выявлено 9 продуктивных пластов: один в отложениях неокома (K1nc) три в средней юре (Ю-I, Ю-II, Ю-III) и пять в отложениях пермтриаса (PT I-V). Залежь неокомского горизонта нефтяная, пластовая, тектонически экранированная. ВНК установлен на отметке - 674 м. Высота нефтяной части 14 м, эффективная толщина 5 м, нефтенасыщенная 4,1 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,54. Залежи среднеюрских продуктивных горизонтов Ю-I, Ю-II - нефтегазовые, Ю-III - газовая, пластовые тектонически экранированные. Общая толщина горизонтов 6,4-24,3 м, эффективная 4,7-12 м, нефтенасыщенная 3,7-4,7 м, газонасыщенная 1,3-2,5 м (Ю-II, Ю-III), коэффициенты нефтенасыщенности 0,72-0,77. Водонефтяные контакты залежей Ю-I, Ю-II находятся на отметках соответственно - 820 и 849 м, газонефтяной контакт горизонта Ю-II-841 м, ГВК для залежей Ю-III установлен на отметке -895 м. Высота нефтяной части залежей (Ю-I-28 м, Ю-II-20 м), газовой части залежи Ю-III-12 м. Залежи пермтриасовых горизонтов нефтяные (PT- I, PT-V), газовые (PT-II, PT-III) и нефтегазовая в горизонте PT- IV. По типу ловушек они пластовые, тектонически экранированные, в горизонте PT-IV с литологическим ограничением. [1,2]

Высота нефтяной части залежей изменяется от 15 (PT-I) до 41 м (PT-IV), газовый - 17 м (PT-II) и 13 м (PT-III). ВНК приняты на отметках: 1201 м (PT-I), 1320 м (PT-IV), 1350 м (PT-V), ГНК (PT-IV) -1315 м и ГВК для пластов PT-II и PT-III соответственно -1248 м и -12,59 м. Общая толщина горизонтов 8,2-28,7 м, эффективная 6,1-12,3 м, нефтенасыщенная 5,7-6,1 м, газонасыщенная 2,0-3,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,55-0,65,

газонасыщенности 0,55-0,71. Коллекторы всех продуктивных горизонтов поровые, терригенные, с открытой пористостью 22-29% и проницаемостью от 0,004 до 0,54 мкм², причем емкостно-фильтрационные свойства их ухудшаются с глубиной. Дебиты нефти изменяются от 8,8 до 37 м³/сут на штуцерах 5-6 мм, пластовые давления - от 5,6 до 11,9 МПа, температура от 26 до 41⁰С. Нефти неокомской и юрских залежей имеют плотность 855-861 кг/м³, содержат от 0,02 до 0,07% серы, до 1,5% парафина и небольшое количество смол и асфальтенов.

Нефти пермотриасовых залежей очень легкие, плотностью 788-798 кг/м³, малосернистые, малопарафинистые, малосмолистые. По составу газ жирный, метан - этановый, содержит от 78,7 до 86,3 % метана, 9,53-19,2% тяжелых углеводородов, 1,19-4,44% азота, незначительное количество углекислого газа и гелия. Пластовые воды представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа плотностью 1154 кг/м³ и минерализацией 204,7-253 г/л. В залежах Ю-II и РТ-V в водах отмечаются высокие концентрации брома (73-255 мг/л). Режим нефтяных залежей - активный водонапорный. [1,2,3]

Месторождение Восточный Макат вступило в разработку в 1993 году, и разрабатывался согласно проекту разработки выполненного в 2006 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

В 2011 году выполнен «Уточненный проект разработки месторождения Восточный Макат» на основании пересчитанных и утвержденных ГКЗ РК запасов нефти и газа (2010г.) и материалов промышленной разработки месторождения. В разрезе надсолевых отложений нефтегазонасыщенными являются меловые, среднеюрские и триасовые отложения, из них: неокомский – нефтяной, I-J₂ – газонефтяной, II-J₂ (пласт А) – нефтяной, II –J₂ (пласт Б) – газонефтяной, III-J₂ – нефтяной, IV-J₂ – газовый, Т-I – нефтяной, Т-II – газовый, Т-III – газонефтяной Т-IV – газонефтяной, Т- V – нефтяной.

Результаты интерпретации сейсмоки ЗД подтвердили отсутствие тектонического нарушения по юрским отложениям и расширение площади продуктивной залежи в юго-западном направлении. [6]

По триасовым отложениям промыслово-геофизические материалы дают основание для условного проведения ряда малоамплитудных тектонических нарушений затухающего характера, разделяющих месторождение на 5 блоков.

По типу пластового резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Литологически продуктивные пласты представлены алевритом мелко и крупнозернистым, с прослоями глин, песками мелкозернистыми, алевритистыми, глинистыми.

С учетом залегания продуктивных горизонтов, их распространения по площади и продуктивных коллекторов, физико-химических свойств флюидов и текущего состояния разработки месторождения, согласно уточненному проекту эксплуатационные объекты выделяются следующим образом:

I объект – неокомский горизонт

II объект – I среднеюрский горизонт

III объект – II среднеюрский горизонт (пласт А и Б)

IV объект - IV и V пермотриасовые горизонты

Возвратные объекты - III среднеюрский и I, III пермотриасовый горизонты.

I объект (неокомский горизонт)

Неокомский продуктивный нефтяной горизонт выделяется в меловых отложениях неокомского яруса как глинистый песчаник средней толщиной 8-10 м и хорошо прослеживается в разрезе всех скважин. Глубина залегания горизонта на уровне 646 – 696м. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,2 м до 7,9 м, коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1 – 6, в среднем составляя 1,6, коэффициент песчаности в пределах 0,20 – 1, в среднем 0,72. Плотность пластовой нефти в среднем по горизонту

составляет 830,6 кг/м³, среднее давление насыщения равно 2,36 МПа, при пластовой температуре пласта 32,9°С. Газосодержание пластовой нефти – 13,69 м³/т. В поверхностных условиях плотность нефти неоконского горизонта изменяется от 0,855 до 0,866 г/см³, в среднем составляет 0,859 г/см³. Содержание смол силикагелевых в среднем 2,8%, асфальтены 0,05 %. По содержанию серы, малосернистые – 0,04 %. Кинематические вязкости при 20°С – 29,8 мм²/с, при 50°С – 9,9 мм²/с. Температура застывания нефти доходит до минус 56°С. Плотность пластовой воды горизонта варьируя в пределах 1,134 – 1,150 г/см³, в среднем составляет 1,147 г/см³, при общей минерализации 208,51 г/л. [1,2,3,4]

С начала разработки добыто 446,751 тыс. тн нефти и 1147,877 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 13,6165 тыс. тн нефти и 79,1403 тыс. тн воды. Выработанность запаса 67 % при проектной 67,7%. Коэффициент нефтеотдачи 47,5 %, проектный 48,0 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,0 %, проектная 2,2 %. Обводненность по горизонту 80,6% при проектной 85,6 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд 9 скважин (№№ 44, 48, 82, 83, 90, 94, 109, 110, 111), из них скважина № 83 эксплуатируется электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 6 скважин (№№ 62, 103, 115, 66, 18, 34), скважина № 18 находится в бездействии, из-за роста обводненности реагирующих скважин. Закачка воды в пласт начата с 1999 года, при работе одной нагнетательной скважины № 34. Годовая закачка по горизонту 281,663 тыс. м³ воды, с начала заводнения закачено 1653,510 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала нагнетания составляет 108 %. Наблюдательный фонд 3 скважины (№№ 33, 38, 45).

II объект (I - среднеюрский горизонт)

I среднеюрский продуктивный газонефтяной горизонт залегает в глинистой пачке, местами замещаясь полностью, на глинистую толщу. Представлен по площади неравномерно, то мощным пластом песчаника толщиной до 20-30 м, то переходя местами в переслаивание 2-3 маломощных глинистых песчаников. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 1 м до 19,6 м, общая эффективная толщина от 1,2 м до 32,7 м. Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам меняется от 1,6 м до 13,1 м. Коэффициент расчлененности варьирует в пределах 1-8, в среднем составляя 2,1, коэффициент песчаности в пределах 0,06-0,96, в среднем 0,35. Глубина залегания продуктивного горизонта 764-820 м. Плотность пластовой нефти изменяется от 787,5 кг/м³ до 816,3 кг/м³, в среднем составляя 798,6 кг/м³. Давление насыщения нефти газом в среднем 3,50 МПа, при пластовом давлении – 7,68 МПа. Газосодержание пластовой нефти в среднем 22,6 м³/т. В поверхностных условиях нефть I среднеюрского горизонта является малосмолистой, парафинистой и малосернистой. Плотность нефти в среднем 0,860 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С равно 28,5 мм²/с, при 50°С – 9,39 мм²/с. Содержание парафина в нефти в среднем 2,46 %, смол – 2,5%, серы – 0,06 %, асфальтены отсутствуют.

С начала разработки добыто 1190,306 тыс. тн нефти и 2256,858 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 59,746 тыс. тн нефти и 232,881 тыс. тн воды. Выработанность запаса 100,4 % при проектной 101,7 %. Коэффициент нефтеотдачи 75 %, проектный 75,9%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 5,0 %, проектная 5,1 %. Обводненность по горизонту 73,6 % при проектной 79,6 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд по горизонту 37 скважин. Нагнетательный фонд 2 скважины (№№ 50, 84). На I среднеюрском горизонте закачка начата с 2010 года. С начала заводнения закачено 216,945 тыс. м³ воды, годовая закачка 12,561 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала нагнетания составляет 6 %.

III объект (II - среднеюрский горизонт)

II среднеюрский продуктивный горизонт отделяется от вышележащего глинистой пачкой толщиной до 20 м. Средняя общая толщина горизонта 42 м. В разрезе горизонта

выделяются две пачки пластов коллекторов «А» и «Б», из которых пачка «А» чисто нефтяная, а пачка «Б» с небольшой газовой шапкой в районе скважины № 10, при этом пачка «А» характеризуется ухудшенными коллекторскими свойствами, глинистый маломощный раздел между пачками «А» и «Б» составляет 2 – 3 м. [3,4,5]

Пачка «А» представляет собой глинистую пачку, содержащую многочисленные прослои углей, песчаников и плотных пропластков. В подошве глинистой пачки выделяется маломощный пласт песчаника толщиной 3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 до 9,7 м, коэффициент песчаности в среднем составляет 0,14. Глубина залегания от 794 м до 891 м.

Пачка «Б» сложена двумя пластами песчаника с прослоем глины, разделяющей верхнюю нефтяную залежь от нижнего преимущественно водонасыщенного пласта. Глубина залегания пачки 816 – 870 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 11 м, эффективная газонасыщенная толщина составляет 4.2 м, коэффициент песчаности в среднем составляет 0,57.

Плотность пластовой нефти II среднеюрского горизонта в среднем составляет 790,8 кг/м³. Давление насыщения нефти газом меняется от 3,44 до 7,02 Мпа, в среднем 5,30 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании изменяется от 21,09 до 49,17 м³/т, в среднем составляя 34,76 м³/т. В поверхностных условиях нефть II среднеюрского горизонта является парафинистой, малосернистой и малосмолистой с отсутствием асфальтенов. Плотность нефти в среднем 0,856 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в среднем составляет 23,9 мм²/с, при 50°С – 8,4 мм²/с. Общая минерализация воды II среднеюрского горизонта изменяется в пределах 198 – 274,1 г/л, в среднем составляя 240 г/л. Удельный вес воды при 20°С изменяется от 1,149 до 1,1902 г/см³.

С начала разработки добыто 1632,237 тыс. тн нефти и 3231,459 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 33,4943 тыс. тн нефти и 129,1035 тыс. тн воды. Выработанность запаса 97,9 % при проектном 99,9 %. Коэффициент нефтеотдачи 81,9 %, проектный 83,6%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,0 %, проектная 2,5 %. Обводненность по горизонту 73,4 % при проектной 81,7 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд по горизонту 19 скважин, нагнетательный фонд 3 скважины (№№ 5н, 8, 13). Закачка воды в пласт начата с 1995 года. Годовая закачка по объекту составляет 113,154 тыс. м³ воды, с начала заводнения закачено 4992,509 тыс. м³ воды. Годовая компенсация отбора жидкости закачкой составляет 75 %. Наблюдательный фонд 4 скважины (№№ 47, 53, 56, 6), из них скважина № 56 находится в ожиданий ликвидации.

IV объект (IV и V пермотриасовые горизонты)

IV пермотриасовый продуктивный газонефтяной горизонт в основном представлен переслаиванием песчаных коллекторов и аргиллитов. Глубина залегания горизонта 1246 – 1339 м. К горизонту приурочены нефтяные и нефтегазовая залежь пластово-сводового типа, тектонически экранированные. Общая эффективная толщина меняется от 2,4 м до 26,6 м, эффективная нефтенасыщенная от 1,2 м до 13,8 м, эффективная газонасыщенная от 5,4 м до 13,6 м. Расчлененность коллекторов меняется от 1 до 6 пропластков, в среднем составляя 2,6, коэффициент песчаности в пределах 0,09 – 0,77, в среднем 0,35.

С начала разработки добыто 349,457 тыс. тн нефти и 332,521 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 14,8742 тыс.тн нефти и 19,4346 тыс.тн воды. Выработанность запаса 71,9 %. Коэффициент нефтеотдачи 33,2 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 3,1 %. Обводненность по горизонту 48,3 %. Плотность пластовой нефти изменяется от 642 до 677,2 кг/м³, в среднем 659,6 кг/м³. Давление насыщения нефти газом изменяется от 8,5 до 13,08 Мпа, в среднем 10,35 Мпа. Газосодержание в среднем 191,4 м³/т. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 0,780 до 0,807 г/см³, в среднем 0,794 г/см³. Нефть горизонта является малосернистой, малосмолистой и

малопарафинистой. Содержание в нефти парафина, серы и смол в среднем составляет 1,27 %, 0,05 %, 1,24 % соответственно.

V пермотриасовый продуктивный нефтяной горизонт представлен преимущественно песчаной пачкой с отдельными прослоями глин. Толщина пластов коллекторов изменяется от 0,8 м до 27,2 м, коэффициент песчаности в среднем составляет 0,38, расчлененности 3,4. Глубина залегания горизонта 1274 – 1370 м.

С начала разработки добыто 1013,992 тыс. тн нефти и 473,570 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 18,4515 тыс. тн нефти и 22,6484 тыс. тн воды. Выработанность запаса 101,5 %. Коэффициент нефтеотдачи 62,7 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 1,8 %. Обводненность по горизонту 46,8 %.

Плотность нефти в пластовых условиях V пермотриасового горизонта в среднем составляет 661,8 кг/м³. Величина давления насыщения в среднем составляет 11,5 МПа. Газосодержание в среднем – 200,8 м³/т. В поверхностных условиях плотность нефти варьирует в пределах 0,781 г/см³ до 0,810 г/см³, в среднем 0,792 г/см³. Нефть горизонта малосернистая, с содержанием серы в среднем 0,06 %. Содержание парафина – 0,79 %, асфальтены отсутствуют. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в среднем составляет 2,70 мм²/с, при 50°С – 1,70 мм²/с. Пластовые воды IV и V пермотриасовых горизонтов представляют собой рассолы хлоркальциевого типа по Сулину с общей минерализацией от 244,8 до 263,7 г/дм³. Удельная плотность воды изменяется от 1,1625 до 1,1764 г/см³.

Всего по IV объекту добыто за 2018 год 33,3257 тыс. тн нефти и 42,0831 тыс. тн воды, с начала разработки 1363,4493 тыс. тн нефти и 806,0908 тыс. тн воды.

На 01.01.2019 год по IV объекту эксплуатационный фонд составляет 23 скважины, из них 11 скважин – IV РТ, остальные 12 скважин на V РТ горизонте. В нагнетательном фонде 3 скважины (№№ 67, 68, 61), из них скважина № 61 находится в бездействии. С начала заводнения закачено 872,703 тыс. м³ воды, годовая закачка 12,431 тыс. м³ воды. Годовая компенсация отбора жидкости закачкой составляет 36 %. Наблюдательный фонд 1 скважина (№1).

Возвратные объекты (III среднеюрский и I, III пермотриасовые горизонты)

III среднеюрский продуктивный нефтяной горизонт выделен, как переслаивающаяся пачка 2 – 3 пластов песчаников и глин. Нефтенасыщенным является верхний пласт песчаника. Толщина нефтенасыщенной части песчаников изменяется от 1,1 до 5,8 м, коэффициент песчаности в среднем составляет 0,33, расчлененности 2,2. Глубина залегания 842-899 м. Плотность нефти горизонта в поверхностных условиях составляет 0,859 г/см³. Нефть горизонта малосмолистая, малосернистая. Содержание смол 4,2 %, серы 0,02 %. Асфальтены и парафин отсутствуют. Кинематическая вязкость при 20°С в составляет 31,1 мм²/с, при 50°С – 9,48 мм²/с. Общая минерализация воды составляет 260,74 г/л. Удельный вес равен 1,1702 г/см³.

С начала разработки по горизонту добыто 130,510 тыс. тн нефти и 492,446 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 14,5535 тыс. тн нефти и 58,9277 тыс. тн воды. Разработка горизонта начата с августа 2010 года 7 скважинами (№№ 21, 43, 55, 60, 94, 97, 12п), которые переведены с других горизонтов. Выработанность запаса 109,7 % при проектной 65,8 %. Коэффициент нефтеотдачи 56,5 %, проектный 33,9 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 12,2 %, проектная 4,5 %. Обводненность по горизонту 74,3 % при проектной 82 %. С начала заводнения закачено 442,185 тыс. м³ воды, годовая закачка 54,077 тыс. м³ воды.

На 01.01.2019 год по III среднеюрскому горизонту эксплуатационный фонд составляет 8 скважин (№№ 10д, 15, 17, 31, 43, 55, 64, 97). Нагнетательный фонд 2 скважины (№ 14н, 105), из них скважина № 14 находится в бездействии.

I пермотриасовый продуктивный нефтяной горизонт выделен в кровле триасовых отложений, где отложения нижней юры залегают со стратиграфическим несогласием на отложениях триаса, поэтому, местами этот горизонт размыт. Глубина залегания горизонта

1160-1244 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,8 до 7 м, коэффициент песчаности в среднем составляет 0,47, расчлененности 1,4. Плотность пластовой нефти горизонта составляет 710 кг/м³. Давление насыщения 9,76 МПа, при температуре пласта 39°С. Пластовое давление 11,02 МПа. В поверхностных условиях плотность нефти в среднем составляет 819 кг/м³. Нефть горизонта малосмолистая, малосернистая, с содержанием смол и серы в среднем 1,65 и 0,01 % соответственно. Содержание парафина – 1,5 %, асфальтены отсутствуют. Величина кинематической вязкости нефти при 20°С в составляет 5,27 мм²/с, при 50°С – 2,76 мм²/с.

С начала разработки по горизонту добыто 7,8779 тыс. тн нефти и 31,9187 тыс. тн воды. Выработанность запаса 34,3 % при проектной 87,1 %. Коэффициент нефтеотдачи 17,1 %, проектный 43,5 %.

III пермотриасовый продуктивный газонефтяной горизонт сложен мощным пластом песчаника толщиной от 21 до 36 м. Глубина залегания горизонта составляет порядка 1200-1282 м. Продуктивен в II, III и IV блоках. К III блоку приурочена газонефтяная залежь. Наличие газовой шапки установлено по результатам опробования скв.№8, проведенного в 1990 г, где при последовательном опробовании интервалов перфорации 1241-1246 м и 1223-1231 м в течение одного дня, получен газ дебитом 58,3 и 26,8 тыс.м³/сут через 6мм штуцер. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в пределах от 10,8 до 16,6 м, нефтенасыщенная – от 2,9 до 12,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,45 доли ед., расчлененности – 2,8.

За отчетный год добыто 2,9378 тыс. тн нефти и 7,5722 тыс. тн воды, с начала разработки добыто 27,634 тыс. тн нефти и 68,845 тыс. тн воды. Выработанность запаса 26,3 % при проектном 66,4 %. Коэффициент нефтеотдачи 12,9 %, проектный 32,4 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,8 %, проектная 7,0 %. Обводненность по горизонту 64,8 % при проектном 71,7 %.

На 01.01.2019 год по III пермотриасовому горизонту эксплуатационный фонд - 2 скважины (№ 20, 106).

Характеристика фонда скважин

Весь пробуренный фонд скважин составил - 139 единицы.

По состоянию на 01.01.2019 год всего на балансе по месторождению Восточный Макат числятся скважины:

- эксплуатационный фонд - 98 ед.

- действующий фонд - 97 ед.

- в работе - 94 ед.

- в простое – 3 ед.

- в бездействии – 1 ед.

- в нагнетательном фонде – 16 ед.

- водозаборный - 7 ед. (№№ 1рэ, 2вдз, 1вдз, 11вдз, 1н, 2н, 12вдз)

- наблюдательный фонд 8 ед. (№№ 33, 38, 45, 47, 53, 56, 6, 1)

- ликвидировано - 10 ед.

Скважины эксплуатируются механизированным способом с помощью ШГН - 96 скважины, электровинтовым насосом – 1 скважина. [1,2]

Эксплуатационное бурение

За 2018 год по месторождению Восточный Макат было пробурено и закончено строительство 4 скважины (№№ 134, 136, 132, 141).

По пробуренным эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.01.2019 год было добыто 4,0927 тыс. тн нефти и 6,7496 тыс. тн воды. Среднесуточный дебит составил: 4,2 тн/сут по нефти и 7,0 тн/сут воды, обводненность 62 %.

Запланированная сумма на производство буровых работ 1762290,7 тыс.тг., освоено на 1762290,7 тыс.тг.

Скважина № 134-Восточный Макат пробурена для эксплуатации юрского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 780,5-783 м, 794-798,5 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 30м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 400м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 900м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях юры:

770,8-780,2 м – слабонефтенасыщенный песчаник,

780,6-783,5 м – нефтегазонасыщенный песчаник,

795,2-796,8 м – нефтегазонасыщенный песчаник,

796,8-798,8 м – нефтегазонасыщенный песчаник.

Скважина № 136-Восточный Макат пробурена для эксплуатации пермотриасового горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 1325,5-1327 м, 1333-1337 м, 1338-1340 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 33м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 600м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 1370м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях триаса:

1325,5-1326,8 м – слабонефтенасыщенный,

1333,1-1337,2 м – нефть+вода,

1338-1342 м – нефть+вода.

Скважина № 132-Восточный Макат пробурена для эксплуатации юрского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 828-829 м, 831-832,5 м, 837,5-839 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 31,5м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 400м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 900м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях юры:

750,8-751,8 м – нефтенасыщенный песчаник,

770,1-772,6 м – слабонефтенасыщенный песчаник,

791,6-793,1 м – слабонефтенасыщенный песчаник,

806,4-808 м – слабонефтенасыщенный песчаник.

Скважина № 141-Восточный Макат пробурена для эксплуатации юрского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 784-786 м, 799-803 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 30м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 400м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 920м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях юры:

802,6-805,2 м – слабонефтенасыщенный глинистый песчаник,

891,4-893 м – слабонефтенасыщенный глинистый песчаник.

Повышение нефтеотдачи пластов

В 2018 году по НГДУ «Доссормунайгаз» для повышения нефтеотдачи пластов были проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) по технологии ГРП согласно договора №847-113 от 29.05.2018г. Подрядчик ТОО «Жасулан и Компания» совместно с ТОО «Caspian Integrated Services» провели ГРП на скважине № 136 месторождения Восточный Макат.

С начала 2018 года согласно договору № 607- 111 от 23.04.2018 года силами ТОО «КаспианТехноГрупп» произведена гидромеханическая прокалывающая перфорация на скважинах № 109, 15, 132 месторождения Восточный Макат. [1,2,3,4]

При анализе обработанных данных добывающих скважин прирост добычи не наблюдается. Имеется тенденция уменьшения жидкости и увеличения обводненности некоторых скважин, в связи с чем эффект не получен.(Таблица 1). Таким образом, проведенные ОПИ свидетельствуют о недостаточности свойств данных технологии в условиях этих месторождений. Для проведения опытно-промышленные испытания по разным технологиям нужно оптимизировать выбор наиболее эффективных технологий и объектов их применения на основе физико-гидродинамических характеристик залежи нефти, определяющих конечный КИН.

Таблица 1 - Анализ данных по выполнению опытно-промышленных испытаний на скважинах месторождения Восточный Макат

№ п/п	Месторождения	№ скв	Наименование мероприятия	Дата начало ремонта	Дата окончание ремонта	Дебит до ремонта			Дебит после ремонта			Сут. эффект	Примечание
						Qж м ³	Qн тн	%, обв	Qж м ³	Qн тн	%, обв		
ОПИ (ТОО «Caspian Integrated Services»)													
1	В.Макат	136	гидроразрыв пласта	19.11.18	31.12.18	3,3	2,5	5					Эффект выясняется
ОПИ (ТОО "КаспианТехноГрупп")													
2	В.Макат	109	Прокалывающая перфорация	13.08.18	13.08.18	20,5	0,6	97	22,7	0,6	96	0	Вскрыта после КРС. Слабый приток с пласта, низкий динамический уровень. На соседней скважине №110 при дин.уровне 550м дебит жидкости 46м ³ /сут.
3	В.Макат	15	Прокалывающая перфорация	06.09.18	06.09.18	22,3	0,4	98	1	0,8	10	0,4	Вскрыта после КРС, после отработки 15 дней произвели повторный прокол интервала, в связи со слабым притоком жидкости. В итоге дебит не увеличился.

																			Слабый приток с пласта, низкий динамический уровень
4	В.Макат	132	Прокальвающая перфорация	08.06.18	08.06.18														Вскрыта после бурения. Во время отработки обводненность 100%, далее произвели переход на ВЛГ с установкой ВП.

С целью улучшения системы разработки объектов, повышения эффективности закачки воды, увеличения темпов отбора нефти и конечной нефтеотдачи пластов рекомендуются:

Ввод из бурения новых добывающих скважин.

Оптимизация закачки воды по I юрским горизонтам для полной компенсации отборов жидкости.

Дополнительный прострел скважин триасового горизонта, для повышения дебита.

Подбор геологических и технологических мероприятий для увеличения и стабилизации добычи нефти.

Подбор эффективных параметров работы глубинных насосов.

Регулирование попутного газа в затрубном пространстве скважин.

Подбор эффективных методов по борьбе с парафиноотложениями.

Раздельная закачка воды для ППД в связи с разными приемистостями объектов.

Литература

1. Анализ разработки месторождения Вост.Макат, 2016г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео № 27-5-2512-И от 22.12.2016г.

2. Анализ разработки месторождения Вост.Макат, 2018г, ТОО НИИ «КМГ». Протокол ЦКРР №3/6 от 26.11.2018г.

3. Цифровой Эмбаунагаз 2018 год.

4. Вильям С.Лионс. Большой справочник инженера нефте-газодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии / С.Лионс Вильям.– М.: Профессия,2009.-952 с.

5. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / Б.В.Покрепин. – Рн/Д: Феникс,2018.- 224 с.

6. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки «2d, 3d» для подсчета запасов нефти и газа. М.: ЦГЭ, 2006. 40 с.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.О. Есенгулова

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»
Магистрант

Приведен краткий обзор об эффективности применения горизонтальных скважин для разработки нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, разработка месторождений, устройство горизонтальных скважин, эффективность применения, приток нефти.

Бұл мақалада мұнай газ кен орындарын игеру үшін көлденен ұңғымаларды пайдалану тиімділігі шолуы ұсынылған

Түйінді сөздер: Көолденен ұңғымалар, кен орындарды игеру, колденен ұңғымалардың құрылымы, пайдалану тиімділігі, мұнай жылжуы.

A brief overview of the effectiveness of the use of horizontal wells for the development of oil and gas.

Key words: Horizontal wells; mining; device of horizontal wells; effectiveness of use; oil inflow

Как известно, на нефтегазовых месторождениях, эксплуатируемых длительное время, с целью увеличения производительности скважин, периодически внедряются те или иные методы интенсификации добычи нефти. Одним из таких методов, заслуживающего внимания, является применение горизонтальных скважин.

Горизонтальные скважины с успехом применяются не только в добыче нефти, но и при сооружении подводных переходов магистральных нефте- и газопроводов при помощи наклонно-направленного бурения, а также и в других сферах человеческой деятельности (рис.1).

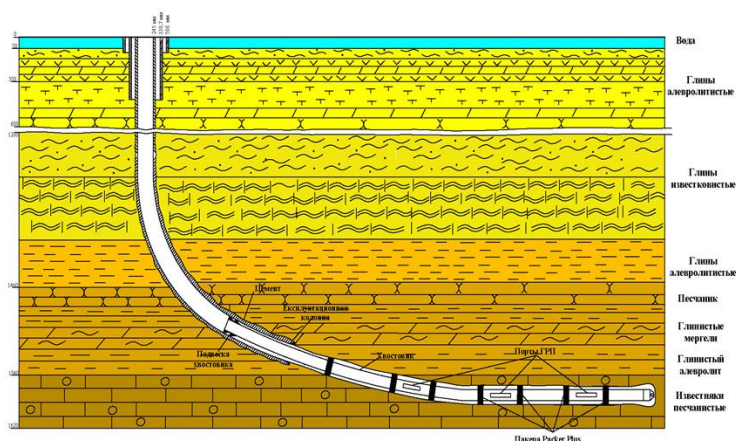


Рис.1- Упрощенная схема горизонтальной части скважины

В современной нефтедобыче одним из перспективных методов увеличения производительности скважин и полноты извлечения углеводородов на месторождении является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин, а также боковых горизонтальных стволов в ранее пробуренных эксплуатационных скважинах. Применение горизонтальных скважин актуально для месторождений на поздней стадии разработки и со сложным геологическим строением продуктивных залежей. Особенно

эффективным считается применение горизонтальных скважин и боковых стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти, разработка которых с каждым годом требует внедрения инновационных методов добычи [1]. Одним из сложных разновидностей горизонтальных скважин является многоствольные и разветвленные скважины, применение которых также положительно влияет на интенсификацию нефтедобычи [2].

В работе [3] рассмотрена возможность разработки нефтегазовых месторождений ниже уровня газоносности с помощью горизонтальных скважин. Исследования проводились на предмет определения наиболее оптимального способа извлечения нефти из подгазовых зон горизонтальными добывающими скважинами с сокращением потерь нефти за счет поднятия газонефтяного контакта. Была создана фильтрационная модель, с помощью которой проводились опыты по применению различных методов заводнения, в частности, барьерного с изменением интервалов нагнетания агента и режимов отбора. Определено, что по сравнению с традиционным заводнением, применением барьерного заводнения с нагнетанием агента в газоносный пласт на щадящем режиме отбора с последующим вскрытием всех пластов, позволит получить высокий коэффициент извлечения нефти. Исследования показали, что при применении данного метода не влияет на снижение пластового давления и предотвращает движение нефти в газовую зону.

Применение горизонтальных скважин является эффективным также и для месторождений, имеющих коллекторы с невысоким коэффициентом проницаемости и сравнительно небольшой толщины. Исследования показали, что применение горизонтальных скважин способствует уменьшению количества скважин и увеличению объема охвата нефтеносного пласта.

Если сравнить работу горизонтальных и вертикальных скважин в условиях контактной водонефтяной зоны, то применение горизонтальных скважин дает положительные результаты в следующих случаях:

- ствол горизонтальной скважины должен размещаться как можно ближе к кровле нефтеносного пласта.

- методами моделирования или с помощью опытных испытаний нужно произвести подбор приемлемого режима эксплуатации горизонтальных скважин, при котором обводненность продукции скважин будет низкой как можно дольше.

- большой объем жидкости, извлекаемый с помощью горизонтальных скважин должен своевременно замещаться закачиванием агента.

Одна из первых горизонтальных скважин пробурена в России в начале 90-х годов на северных месторождениях. Технологические показатели пробуренной скважины были сравнены с показателями обычной вертикальной скважины. За исследуемый период времени объем добычи нефти по горизонтальной скважине оказалась почти в 5-6 раз больше. Показатель обводненности по горизонтальной скважине составила 75 % против 96 %, по вертикальной.

Перед принятием решения о применении горизонтальных скважин необходимо провести всесторонние исследования месторождения, в том числе провести необходимые расчеты на основе моделей и экспериментальных данных. При этом особое значение должно быть уделено расчетам проницаемости и притока углеводородов в околоскважинной зоне. В работе [4] рассмотрен приток жидкости к пологой скважине с учетом гидравлических и местных сопротивлений в стволе скважины на основе математической модели. Из рассчитанных профилей притока к пологому стволу скважины при различном числе перфорационных отверстий в скважине получено, что максимальная интенсивность притока наблюдается на краях ствола скважины, в середине ствола приток к перфорационным отверстиям минимален. Данная зависимость объясняется интерференцией перфорационных отверстий, которая имеет максимум именно в центре ствола скважины. Чем больше перфорационных отверстий, тем больше их интерференция и тем ниже интенсивность притока. В скважине, расположенной у непроницаемой подошвы

пласта, наблюдается снижение дебита к перфорационным отверстиям. Более того, сама величина дебитов перфорационных отверстий ниже соответствующих значений для скважины, расположенной в середине толщи пласта.

Несмотря на достоинства метода разработки месторождения с применением горизонтальных скважин, в некоторых случаях, как показывает практика, горизонтальные скважины малоэффективны. Это связано с недостаточной изученностью геологических условий вытеснения нефти на месторождениях, где ранее применялись традиционные методы повышения нефтеизвлечения. Необходимо проводить работу по выбору еще невыработанных пластов и других нефтенасыщенных зон с последующей ориентацией горизонтального участка ствола в нужном направлении. Только в этом случае можно говорить об успешности применения горизонтальных скважин.

Литература

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара: Кн. Изд-во, 1998. – 368 с.
2. Гудков-Кученков С. Ю., Кучумов П. Н. Применение многоствольных скважин для интенсификации нефтедобычи. // Бурение и нефть. – 2009. №1. – С. 24–26.
3. Сарваров А. Р., Михеев Ю. В., Антонов М. С., Сагитов Д. К. Выработка запасов нефти подгазовых зон горизонтальными скважинами с применением элементов борьерного заводнения. // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 26–29.
4. Владимиров И.В., Владимирова И.И., Торопчин О.П. Определение профиля притока к пологонаправленной добывающей скважине при различной плотности перфорационных отверстий на основе детальной математической модели. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – №1. – С. 30–33.

УДК 622.245.226

ОБЗОР МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Д.Т. Кадырбаев

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант

Приведен обзор популярных методов повышения производительности скважин, применяемых на месторождениях Казахстана, их особенности и перспективы применения.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, методы повышения нефтеотдачи пластов, воздействия на призабойную зону скважин.

Қазақстан кен орнындарында жиі қолданылатын ұңғымалардың өнімділігін арттыратын шаралардың шолуы және олардың өзгешіліктері, перспективалары көрсетілген.

Түйінді сөздер: Қабат қысымын бір қалыпта ұстау, қабаттардың мұнай бергіштігін көтеру, ұңғымалардың түп маңына әер ету.

A review of popular methods for increasing the productivity of wells used in the fields of Kazakhstan, their features and prospects of application is given.

Key words: Maintenance of reservoir pressure; enhanced oil recovery methods; impact on the bottomhole zone of wells.

Как известно, многие месторождения Западного Казахстана разрабатываются длительное время, некоторые месторождения содержат тяжёлые углеводороды, имеется ряд других проблем и причин, которые приводят к тому, что разработку месторождений нужно проводить с обязательным поддержанием пластового давления. Кроме традиционной закачки воды, в настоящее время предлагаются разные другие технологии, обзор которых приведен ниже.

К примеру, технология обратной закачки газа применяется на месторождении Карачаганак. Для этой цели применяется специально сооруженная станция обратной закачки газа. Станция закачки газа сжимает газ, который добывается на данном месторождении до давления 55 МПа и закачивает его в пласт с целью поддержания пластового давления.

Использование дымовых газов также считается одной из перспективных технологий. Данный метод заключается в том, что добываемая продукция скважин подается на газоперерабатывающий завод (при его наличии). Дымовые газы завода собираются и подаются на компрессорную станцию, которая поднимает давление до 45 МПа. При таком давлении дымовые газы закачиваются в нефтяной пласт. Основные трудности связаны с повышением давления до 45 МПа и разбавления сырья, поступающего на завод азотом и углекислым газом.

Если рассмотреть известный метод искусственного заводнения пластов, то можно выделить следующие основные методы его осуществления:

- законтурное заводнение, при котором воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтегазоносности на расстоянии от 100 до 1000 м. При этом необходимо рассчитать оптимальные расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами. Большие расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами приемлемы том случае, когда изменения давления, создаваемые вблизи нагнетательных скважин, не отражаются на форме контура нефтеносности и препятствуют прорыву воды. Но если мы увеличиваем расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами более чем на 1,5-2 км, то искусственный контур питания становится малоэффективным;

- при приконтурном заводнении нагнетательные скважины пробуриваются в водонефтяной зоне недалеко от внешнего контура нефтеносности;

- внутриконтурное заводнение, которое применяют на месторождениях больших площадей. Одним из случаев внутриконтурного заводнения является так называемое «центральное» заводнение. Смысл «центрального» заводнения в том, что вода закачивается в пласт через группу рядом расположенных центральных нагнетательных скважин. При этом площадь первоначального очага обводнения очень маленькая. Это обстоятельство немного упрощает технологию заводнения.

Из широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на Казахских месторождениях, можно отметить обработку скважин соляной кислотой. Этот метод основан на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы. Продукции реакции хорошо растворимы в воде, что облегчает удаление их из пласта в скважину.

При солянокислотной обработке призабойной зоны скважин кислота растворяет породу на стенках скважины и поровых каналах. Применение кислотной обработки позволяет расширить поровые каналы и очистить их от илистых и карбонатных материалов. Имеется в виду те вещества, которые кислота может растворить. На многих месторождениях получены результаты, которые дают обоснование утверждать, что при обработке кислотой образуются узкие длинные дорожки и проходы, что приводит к увеличению фронта проницаемости призабойной зоны скважин и производительности скважин. Для достижения эффективности и вышеназванных результатов, радиус действия солянокислотной обработки должен быть относительно большим. Это позволит расширить каналы в околоскважинной зоне, кроме того, достигается связь между ними.

Радиус действия солянокислотной обработки зависит от скорости реакции кислоты с породой, из которой состоит нефтеносный пласт. Известно, что с повышением температуры эффективность действия кислоты увеличивается. При нагреве кислоты скорость реакции в зависимости от свойств пласта увеличивается в несколько раз. Концентрация кислоты для обработки скважин составляет обычно 8-15%. Если концентрацию кислоты выбрать меньше указанного диапазона, то это приведет к увеличению объема нагнетаемого раствора, что приведет к трудностям при извлечении продуктов реакции. Если применять раствор с высокой концентрацией кислоты, то это может привести к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, которые также трудно удалить из пласта. Также при высокой концентрации кислоты увеличивается скорость коррозии скважинного оборудования.

Как показывает практика, на эффективность кислотной обработки влияет также наличие высокого пластового давления. Только при высоком пластовом давлении возможно достичь значительной разницы между пластовым и забойным давлениями. Именно высокая разность между давлениями способствует быстрому удалению продуктов реакции кислоты с породой.

Как уже было отмечено выше, повышение температуры кислоты увеличивает ее эффективность. Поэтому одним из методов кислотной обработки является термокислотная обработка скважин. Метод является комплексным, состоящий из теплового и химического методов. Как известно, горные породы, имеющие низкую проницаемость, почти не реагируют на кислоту. Кроме того, некоторые месторождения содержат парафин и асфальто-смолистые вещества. Для этих случаев и применяется термокислотная обработка.

Горячая кислота получается в результате химической реакции кислоты с реагентами. Реагенты, которые могут дать бурную реакцию с кислотой, помещаются в специальную емкость и опускаются в скважину. Для этих целей широко используется магний. В результате реакции магния с кислотой выделяется большое количество тепловой энергии до 20 МДж на 1 кг магния.

На месторождениях Казахстана нашли применение два способа термокислотной обработки. Первый способ заключается в том, что пропорции кислоты и магния подбираются таким образом, чтобы обеспечить нагрев всей соляной кислоты до оптимальной температуры. Эта обработка называется термохимической и с успехом применяется растворения парафина и асфальто-смолистых отложений. Второй метод предусматривает применение значительно большего количества соляной кислоты. Скважина промывается в две последовательных стадий. На первом этапе проводится термическая обработка. На втором этапе осуществляется обычная кислотная обработка. Кроме кислотной обработки для растворения парафиновых отложений в призабойной зоне скважин, на месторождениях Западного Казахстана широко применяется промывка скважин горячей нефтью. Однако, для промывки горячей нефтью требуется подогреть большое количество нефти и при этом необходимо задействовать соответствующие тепловые и нагревательные агрегаты и установки, что делает этот метод энергозатратной. Этот метод приемлем для неглубоких скважин.

Кроме указанных методов на месторождениях Казахстана нашел широкое применение гидравлический разрыв пласта. Применение гидроразрыва пласта позволяет увеличить производительность добывающих скважин при их освоении, повысить приемистость нагнетательных скважин. Посредством гидроразрыва пласта удается получить в призабойной зоне систему трещин, которые будут связывать скважину с удаленными от нее продуктивными зонами пласта, что способствует повышению нефтеотдачи.

Одним из современных методов повышения эффективности добычи нефти является применение горизонтальных скважин. Такой метод с успехом применяется, например, на месторождении Карачаганак. На этом месторождении большое значение имеет фильтрация флюидов. Углеводороды на месторождении Карачаганак находятся на глубине до 5 км под

большим давлением. Обеспечение нормального притока углеводородов к скважинам, применением обратной закачкой сухого газа достигается бурением наклонно направленных скважин в зонах вертикальной трещиноватости с учетом особенностей распределения горного давления.

Различают вертикальную и горизонтальную компоненты горного давления, которые называют соответственно полным и боковым. Полное давление соответствует суммарному весу вышележащей толщи, боковое зависит от упругих свойств пород, обуславливающих релаксацию напряжений. В породах с большим периодом релаксации боковое давление в 2,5–3 раза меньше полного. К числу таких пород относятся чистые карбонаты, в массивах которых вертикальные и крутонаклонные трещины меньше подвержены сжатию по сравнению с горизонтальными и пологими. Таким образом, величина бокового давления может быть оценена по начальному, при котором разрывающий флюид проникает в породы.

Вертикальные и крутопадающие трещины будут вскрываться значительно чаще наклонными стволами скважин, чем вертикальными. Основной целью бурения при этом является стабилизация добычи и увеличение извлечения нефти и газа из продуктивных отложений. В таких скважинах по сравнению с вертикальными притоки углеводородов увеличиваются в 10–15 раз.

Технология проводки наклонных скважин с помощью гидравлических забойных двигателей в условиях месторождений Западного Казахстана требует дополнительных исследований. Благодаря более полному использованию вертикальной природной трещиноватости, как это было сделано на месторождении Карачаганак, в них можно ожидать получения стабильных притоков углеводородов из пород с низкой матричной проницаемостью, увеличения объема дренирования и воздействия как при добыче углеводородов, так и при обратной закачке сухого газа в пласт.

Литература

1. Лысенко В. Д. Грайфер В. И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2005. – 607 с.
2. Технологическая схема разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, 2018г. г. Аксай
3. Аглиуллин М. М., Абдуллин В. М., Шайхулов А. М. Термобарохимический метод обработки призабойной зоны нефтяных скважин и его перспективы для нефтяных месторождений Западного Казахстана. // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С. 59–66.
4. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. – 302 с.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Ж.Ж. Каримов

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

Приведен анализ механизма и условий образования парафина и асфальто-смолистых отложений при добыче нефти.

Ключевые слова: Асфальто-смолистые и парафиновые отложения; условия отложения парафина.

Бұл мақалада мұнай газ кен орындарын игеру кезінде парафин және асфальтталған шайырлы шөгінділер пайда болу механизмі жөнінде мәлімет ұсынылған.

Түйінді сөздер: Парафин және асфальтталған шайырлы шөгінділер, парафинның пайда болу жағадйлары.

Provides information about the mechanism of formation of paraffin and asphalt-resinous deposits in oil production

Key words: Asphalt-resinous and paraffin deposits; paraffin deposition conditions.

Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей ряда месторождений Западного Казахстана. К примеру, нефти месторождения «Узень» содержат парафин от 17 до 20 % и асфальтосмолистых веществ до 20 % (таблица 1).

АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО является актуальной задачей при разработке таких месторождений.

Как показывают исследования, причины ремонтов штанговых скважинных насосов, вызванные АСПО составляют примерно 7%. Парафин откладывается на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости, повышая сопротивление и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги, приводит к увеличению утечек в насосе и обрывам штанг.

Кроме того, осложнения возникают не только в скважине, но и на поверхностном оборудовании для сбора и транспортировки нефти.

Существуют два подхода к теории образования парафиновых отложений на скважинном оборудовании: осадочно-объемная теория и кристаллизационно-поверхностная теория.

Осадочно-объемная теория объясняет, что кристаллы парафина образуются в составе движущейся нефти и постепенно оседают на поверхности металла и закрепляются на ней, образуя постепенно осадочный слой органических отложений.

Таблица 1. Результаты анализа глубинных проб нефти на содержание АСПО (по месторождению «Узень»)

Показатели	Скв. № 9127 17 гор.	Скв. № 4703 13 гор.	Скв. № 9128 17 гор.	Скв. № 8016 13 гор.	Скв. № 5871 13 гор.	Скв. № 8960 14 гор.
Содержание парафинов, % масс.	17,6	9,58	13,1	15,7	16,3	12,2
Содержание асфальтовосмолистых веществ, % масс.	11,6	21,2	13,3	11,6	11,3	22,2
Температура плавления парафина, °С	64	60	58	59	59	65

Согласно кристаллизационно-поверхностной теории кристаллы парафина образуются непосредственно на металлической поверхности и постепенно кристаллизуются в комплексы. Процесс кристаллизации парафина на поверхности идет за счет подпитки из нефтяного раствора.

Имеет право на жизнь и третья теория - смешанная, включающая в себя все особенности первых двух. При этом состояние поверхности и ее природы существенным образом влияют на течение процесса образования парафиновых отложений.

В зависимости от того, какая из вышеназванной теории образования АСПО будет принята за основу, подбираются соответствующие методы борьбы по предупреждению их появлений.

Многие исследователи сходятся во мнении, что необходимы следующие условия, при которых могут образоваться отложения АСПО (так называемые факторы риска):

- 1) Наличие в нефти высокомолекулярных соединений углеводородов и в первую очередь метанового ряда (парафинов);
- 2) Понижение пластового давления до давления насыщения;
- 3) Снижение температуры потока до значений, при которых происходит выделение твердой фазы из нефти;
- 4) Наличие подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются высокомолекулярные углеводороды с достаточно прочным сцеплением их с поверхностью, исключающим возможность срыва отложений потоком газожидкостной смеси или нефти при заданном технологическом режиме.

Кроме того, есть и другие причины и обстоятельства, которые способствуют, а также предотвращают образованию парафиновых отложений. Например, скорость потока. С увеличением скорости интенсивно образуются отложения. Но затем, по мере роста гидравлического трения интенсивность отложений снижается.

Также необходимо учитывать газовый фактор, а также выделение газа из нефти при снижении давления. В результате выделения газа и его расширения, понижается температура, увеличивается массообмен. Это обстоятельство приводит к кристаллизации парафина на скважинном оборудовании.

Отложению парафина способствует также механические примеси.

Немаловажное значение имеет и состояние поверхности скважинного оборудования. Например, полярность материала оборудования и качество обработки металла

(шероховатость). Полярность материала оборудования должна быть высокой, также как и качество обработки поверхности оборудования.

Процент обводненности месторождения также влияет на отложения парафина. Когда процент обводненности скважин низкий отложение парафина достаточно интенсивное. Но со временем, при увеличении обводненности отложение парафина снижается. Это связано с увеличением температуры добываемой продукции за счет высокого значения теплоемкости воды по сравнению с нефтью.

Если говорить о конкретном примере, то можно рассмотреть особенности или последствия отложений парафина в скважинах месторождений Западного Казахстана, оборудованных штанговыми глубинными насосами (ШГН).

Парафинообразование в скважинах, оборудованных штанговыми насосами, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

-в области приема ШГН происходит снижение давления и начинается интенсивное газоотделение, которое сопровождается выпадением парафина;

-парафин откладывает на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;

-парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра;

-парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;

-парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;

-парафин откладывается на НТК, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее приводит к увеличению обрывности штанг.

Масса колонны штанг с отложившимся на ней парафином увеличивается в среднем на 600 кг, а количество отказов насоса, связанных с заклиниванием плунжера в цилиндре из-за парафина, достигает 72% общего числа отказов насоса.

Таким образом, борьба с парафиноотложением в скважинах с ШГН требует новых технологических и технических решений, хотя основные направления остаются такими же, как и на скважинах, оборудованных другими насосами.

Литература

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. ООО «Недра-Бизнес центр. 2000г. -653 с.
2. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче. Уфа. Монография, 2003г.-302с.
3. Отчет «Анализ разработки месторождения Узень», АО «КазНИПИМунайгаз». Жанаозен 2015г

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНАЯ ПРОРВА

З.А. Куангалиев, Г.Ш. Досказиева, Е. Абижанов, А.С. Тышканбаева, Н.Т. Атырауова
Г.К. Аухадиева

НАО «Атырауский университет нефти и газа им.С. Утебаева», Казахстан

ГТШ ның тиімділік өлшем әсері қосымша мұнай өндіру кезінде ұңғымаларда болды. Әсердің ұзақтығы бойынша ГТШ табысты болды, одан кейін ағымдағы дебит бастапқыдан (ГТШ дейін) жоғары көрінеді. Қосымша мұнай өндіру және одан кейін дебиттер айырмасының әсер ету ұзақтығына көбейтіндісі ретінде анықталды. Микробиологиялық әдістері қолдану МАК ін арттыруға қол жеткізеді. Халықаралық тәжірибеде инновациялық техника мен технологиялар базасында мұнай беруді (жылу, газ, химиялық, микробиологиялық) арттырудың қазіргі заманғы әдістерін енгізу есебінен мұнай өндірудің шикізат базасын ұдайы қалпына келтірудің рөлі тез өсіп келеді және одан да басым болып келеді.

Түйінді сөздер: суағымы, өткізгіштігі, кенжарлық аймақ, қабат энергиясы, интеграцияланған, микроорганизм, микробтық биомасса және т. б.

Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. Успешным по продолжительности эффекта считалось ГТМ, после которого текущий дебит выше первоначального (до ГТМ). Дополнительная добыча нефти определялась как произведение разницы дебитов до и после проведения ГТМ к продолжительности эффекта. Проведенные мероприятия дали прибавку в виде дополнительной добычи нефти. Микробиологические методы увеличения КИН достаточно хорошо отвечают приведенным условиям. В международной практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) на базе инновационных техники и технологий быстро растет и становится все более приоритетной.

Ключевые слова: водоприток, проницаемость, призабойная зона, энергетика пласта, интегрированных, микроорганизм, микробная биомасса и т.д

The criterion for the effectiveness of GTM in wells was additional oil production during the effect. Successful for the duration of the effect was considered GTM, after which the current flow rate higher than the original (to GTM). Additional oil production was defined as the product of the difference in receivables before and after the GTM to the duration of the effect. The activities carried out gave an increase in the form of additional oil production. Microbiological methods for increasing the recovery factor well enough to meet the given conditions. In international practice, the role of reproduction of the raw material base of oil production through the introduction of modern methods of increasing oil recovery (thermal, gas, chemical, microbiological) on the basis of innovative technology is growing rapidly and is becoming an increasingly priority.

Key words: water inflow, permeability, bottomhole zone, reservoir energy, integrated, microorganism, microbial biomass, etc

Ежегодные программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) разрабатываются и проводятся с целью оптимизации разработки месторождения для:

- наиболее полного извлечения нефти;
- выполнения запланированных уровней годовой добычи нефти.

Для контроля над техническим состоянием скважин месторождения Западная Прорва проводится комплекс исследовательских работ и ремонтные работы (ТКРС).

На месторождении с целью снижения обводненности продукции проведены работы по ограничению водопритоков в 4-х скважинах, изоляция нарушения колонны в 1 скважине, а также дополнительные прострелы в 2-х скважинах, которые дали положительный результат в виде снижения обводненности и увеличения дебита нефти. Количество проведенных ГТМ, и дополнительная добыча нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты ГТМ в добывающих скважинах за 2015-2017гг.

Вид мероприятия	2015г		2016г		2017г		Всего	
	кол-во	доп. добыча нефти, т	кол-во	доп. добыча нефти, т	кол-во	доп. добыча нефти, т	кол-во	доп. добыча нефти, т
Оптимизация режима работы	2	987	6	946	3	250	11	2183
Изоляция нарушения колонны	1	1 242					1	1242
Ограничения водопритоков			4	566	1	280	5	846
Дополнительный прострел	1	416	1	2 034			2	2450
Воздействие на ПЗС			1	229			1	229
Перевод на мехспособ	6	2 039	4	806			10	2845
Ввод из консервации					1	921	1	921
Итого:	10	4684	16	4581	5	1451	31	10716

На рисунке 1 представлено распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ, из которого видно, что наиболее эффективными также являются мероприятия, направленные на компенсацию издержек роста обводненности продукции, а именно дополнительный прострел, перевод на мех.способ (фонтанирование прекращается по причине роста обводненности), а также оптимизация режимов работы.

Кроме вышеперечисленных мероприятий на месторождении также проводятся работы по вводу скважин в эксплуатацию из бездействия, оптимизация режимов работы скважин, воздействие на призабойную зону пласта обработками растворителей и переводы скважин на механизированный способ эксплуатации. Всего за отчетный период на месторождении ГТМ проведены по 31 скважине, а дополнительная добыча нефти составила 10 716т.

Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. Успешным по продолжительности эффекта считалось ГТМ, после которого текущий дебит выше первоначального (до ГТМ). Дополнительная добыча нефти определялась как произведение разницы дебитов до и после проведения ГТМ к продолжительности эффекта. Проведенные мероприятия дали прибавку в виде дополнительной добычи нефти.

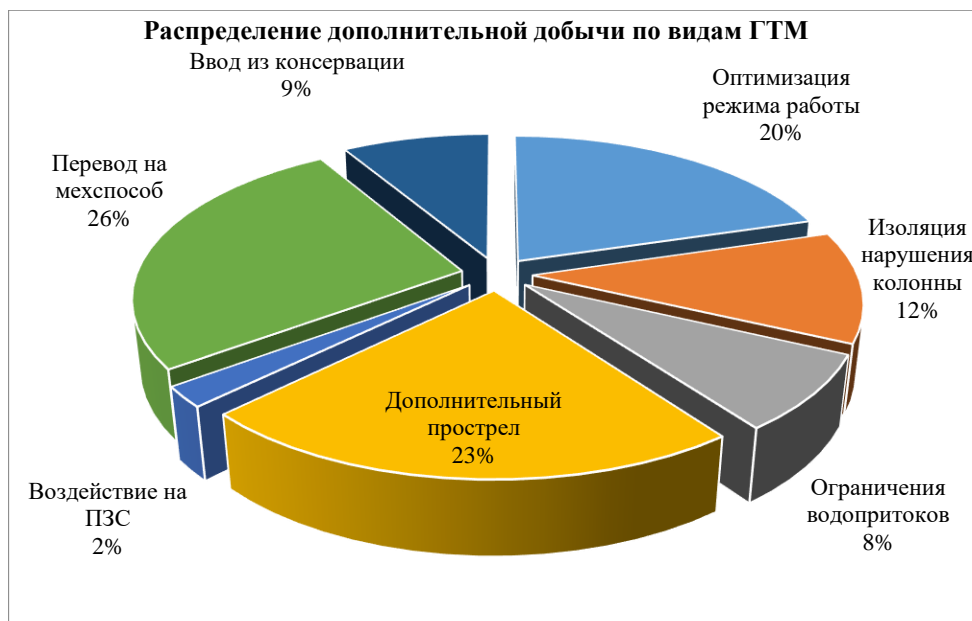


Рис. 1 – Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

Анализ проведенных ГРП

Триасовые горизонты характеризуется низкими годовыми уровнями добычи, а, следовательно, и очень низкой выработанностью запасов нефти, что объясняется плохими фильтрационными свойствами коллекторов данного объекта и сравнительно высокой неоднородностью, вследствие чего происходит низкий темп перераспределения пластового давления.

В пластах с низкой проницаемостью, чтобы увеличить добычу или приемистость созданием каналов с высокой продуктивностью и улучшить движение флюидов рекомендуется проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП).

В период с 2005-2017 гг. на месторождении Западная Прорва проведено 12 мероприятий по ГРП на добывающих скважинах. Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) заключается в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

Целесообразность проведения ГРП в первую очередь зависит от общего состояния и эффективности системы разработки на залежи. Условиям достижения максимального эффекта от ГРП является обоснованный подбор конкретной скважины. В настоящее время имеется множество методов/критериев выбора потенциальных скважин-кандидатов для проведения ГРП, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Использовать лишь один метод/критерий при планировании мероприятия было бы неправильно, поскольку каждый из них является опорным инструментом в отборе скважин из большого массива данных и требует в дальнейшем детального по скважинного просмотра.

Проведения ГРП может дать максимальный положительный эффект только при условии обоснованного подбора конкретной скважины. Поэтому вопрос подбора скважин является принципиальным.

Основными критериями для скважин-кандидатов является:

- Энергетика пласта;
- Обводненность (менее 70%);
- Величина эффективной нефтенасыщенной толщины ($h_{эфф} > 3$ м);
- Величина нефтенасыщенности горизонта ($K_n > 0,4$ д.ед.)

- Расстояние от добывающих скважин ($d > 100$ м);
- Расстояние от разлома или нагнетательных скважин ($d > 150$ м);
- Угол отклонения ствола скважины от вертикали ($\theta < 15^\circ$);
- Минимальный риск обводнение скважины (расстояние от водонасыщенных пропластков более 15 м);
- Качество цементирования колонны (данные АКЦ),
- Техническое состояние эксплуатационной колонны (данные МИД).

Процесс ГРП состоит из двух частей: проектирования (дизайна) и непосредственного выполнения операции. Поиск оптимальной технологии и подготовка оптимального дизайна на основе многовариантного моделирования является, несомненно, важной задачей. Эффект от операции ГРП, выполненной по оптимальной технологии с оптимальным дизайном может быть заметно снижен или даже сведен к нулю из-за некачественного выполнения операции. Самые передовые технологии и подходы могут быть неэффективны из-за нарушений в процессе выполнения операции.

Ниже представлен анализ проведенных ГРП в 2013 году.

В 2013г. были проведены ГРП на скважинах № 326, 400, 410. Все скважины расположены вблизи разломов. Рисунок 1,2,3.

Скважина №326

Скважина №326 расположена в блоке Шс между двумя разломами. ГРП был проведен на горизонте Т-II в интервале 3100-3112м. По заключению геофизических исследований 2011 года интервал нефтегазонасыщенный с коэффициентом насыщения 0,52.

При проведении основного ГРП аномальные явления и отклонения от технологии проведения не наблюдаются, вся работа была проведена согласно дизайну.

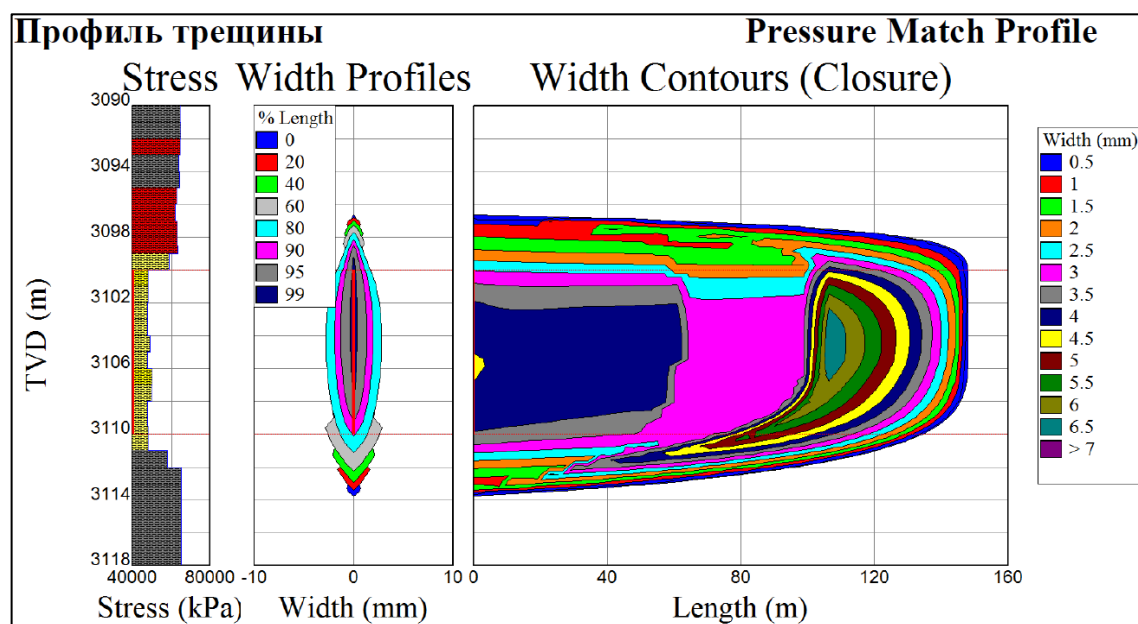


Рис. 2 – Профиль трещины на скважине №326

Был закачан пропант типа Vorovich 20/40 в объеме 29 т. Полученная длина, высота и ширина трещины составляют 147,9 м, 14,9 м и 3,8 мм, соответственно. Безразмерная проводимость трещины составляет 5,8, что является показателем выше оптимального 1,6.

Скважина №400

Скважина №400 расположена в блоке Шбвблизи разлома. ГРП был проведен на горизонте Т-III в интервалах 3244-3250 и 3254-3264м.

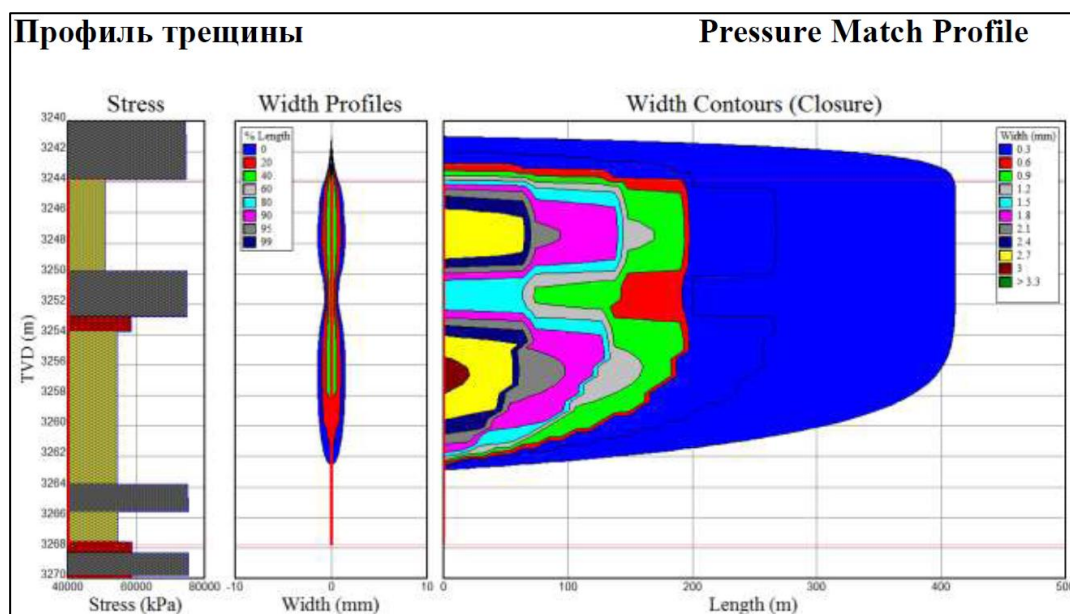


Рис. 3– Профиль трещины на скважине №400

Был закачан пропант типа Bogovichi 20/40 в объеме 30 т. Полученная длина, высота и ширина трещины составляют 138,5 м, 19,69 м и 1,48 мм, соответственно. Безразмерная проницаемость трещины составляет 3,16, что является показателем выше оптимального 1,6.

Скважина №410

Скважина №410 расположена в блоке II между двумя разломами. ГРП был проведен на горизонте Т-II в интервале 3130-3139м. По заключению геофизических исследований 2012 года интервал нефтегазонасыщенный, с коэффициентом насыщения 0,6.

В результате из 12 проведенных мероприятий по ГРП, 6 мероприятий показали эффект. Дополнительная добыча нефти за период составила **32 763 тн**;

По месторождению Западная Прорва имеется достаточный опыт проведения ГРП, который позволяет рассмотреть возможность проведения мероприятия на вновь пробуренных скважинах после изучения результатов геофизических исследований скважин, провести ГИС по (скв. №№ 24, 69, 75, 302, 318, 406), установить причину высокой обводненности и провести соответствующие мероприятия по изоляции водопритоков, которыми могут быть ЦПД или ЦНО, успешно зарекомендовавшие себя в условиях месторождения Западная Прорва; а так же рассмотреть в перспективе возросший в последнее время интерес к увеличению микробиологическим методам нефтеотдачи (ММУН). В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Основными факторами микробиологического воздействия являются изменение профилей приемистости (притока), снижения обводненности в результате изоляции водопроводящих каналов образовавшимися колониями микроорганизмов и изменения фильтрационных потоков. Механизм процесса сложен и включает в себя комплекс микробиологических, сорбционно- десорбционных и гидродинамических процессов. Это обусловлено тем, что биотехнологические методы повышения нефтеотдачи пластов являются экологически чистыми и безопасными, экономически выгодными и низкзатратными, а также ресурсосберегающими, они имеют большое преимущество-применение при разработке месторождений без специального устройства скважин. Существующая система разработки месторождения до и после биотехнологического воздействия сохраняется без существенного изменения. При разработке залежей образуется

застойные зоны. Нефтеотдача при использовании традиционных способов разработки низкая, вытеснение нефти водой приводит к быстрому обводнению добывающих скважин.

Большей частью месторождения России и Казахстана разрабатываются с применением различных методов увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) Методы повышения КИН (или методы увеличения нефтеотдачи – МУН), должны быть технологически простыми, обеспечивать экономическую целесообразность и экологическую безопасность.

Микробиологические методы увеличения КИН достаточно хорошо отвечают приведенным условиям. В международной практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) на базе инновационных техники и технологий быстро растет и становится все более приоритетной.

Преимуществом микробиологических методов является то, что не требуется дорогих реагентов и специального устройства скважин.

Существующая система разработки месторождения до и после биовоздействия сохраняется без изменения. Механизм повышения нефтеотдачи путем закачки биомассы в нагнетательные скважины состоит из комплекса микробиологических, физико-химических и гидродинамических процессов.

По лабораторным и промысловым оценкам зарубежных и Российских исследователей, прирост нефтеотдачи составляют от 10 до 20%. После биовоздействия на пласт средний дебит нефтедобывающих скважин увеличивается примерно в 2-3 раза, обводненность в среднем снижается до 10 % [1,4]. На процесс микробиологического воздействия, помимо чисто микробиологических факторов, воздействует ряд геолого-геофизических факторов (свойства пород, флюидов и др.), а также технологических факторов (темпы отбора, обводненность продукции). В наибольшей степени механизм микробиологического воздействия проявляется в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, поскольку и дебиты жидкости, и приемистость, и темп обводнения продукции находятся в прямой зависимости от коллекторских свойств породы [2,3]. Поэтому важно корректно выбрать объекты для воздействия. Микробиологического воздействия: на пласт не требуют дорогих реагентов, специальное обустройство скважин. Кроме того, использование отходов различных производств является ресурсосберегающим, экономически выгодным, экологически безопасным предприятием, позволяющим одновременно решить некоторые экологические задачи, что в настоящее время имеет немаловажное значение.

Литература

1. Дубинский Г.С., Андреев А.В., Хузин Н.И., Куангалиев З.А. Ограничение водопритока и увеличение коэффициента нефтеизвлечения с применением микробиологического воздействия на залежи высоковязкой нефти. X международные Надиоровские чтения 27-28 сентября 2012г. «Научно-техническое развитие нефтегазового комплекса»
2. Андреев В.Е. и др. Биоготехнологические методы увеличения нефтеотдачи пластов/ Учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000, 137 с.
3. Куангалиев З.А. и др. «Из опыта применения микробиологического воздействия на продуктивные пласты» Вестник АИНГ, Атырау 2016 г., №1(37) с.42.
4. Куангалиев З.А. и др. «Источники водопритока и способы изоляционных работ при ремонте скважины» Вестник АИНГ, Атырау, 2016 г., №1(37) с.44.

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Д.С. Сабитов

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

В данной работе приведены результаты анализа применения боковых стволов для повышения производительности нефтяных скважин на месторождениях.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов; месторождения с трудноизвлекаемыми запасами; технология бурения боковых стволов; повышение продуктивности скважин.

Бұл жұмыста кен орындардағы мұнай ұңғымалардың өнімділігін көтеру үшін пайдаланатын колденен ұңғымалардың тиімділігі ұсынылған

Түйінді сөздер: Ұңғымалардың көлденен тармағы, қиын табылатын мұнай қорлар, ұңғымалардың колденен тармағын бұрғылау технологиясы, ұңғымалардың өнімділігін көтеру.

This paper presents the results of the analysis of the use of sidetracks to improve the performance of oil wells in the fields.

Key words: Sidetracking; deposits with hard-to-recover reserves; sidetracking technology; increasing well productivity.

Инновационная политика в нефтегазодобывающей отрасли Казахстана предусматривает повышение эффективности разработки месторождений с истощенными и трудноизвлекаемыми запасами с целью коэффициента извлечения нефти. Одной из перспективной технологии в этом направлении, наряду с существующими методами, является зарезка боковых стволов в эксплуатируемых скважинах.

Сооружение боковых стволов нефтяных скважин позволяет решить широкий круг вопросов. К ним можно отнести геологоразведочные работы на месторождении, подъем нефти из труднодоступных пластов, работы по ремонту и реконструкции старых скважин. Существует несколько способов проводки боковых стволов. Выбор того или иного метода бурения боковых стволов зависит от технико-экономических расчетов, геологической характеристики месторождения.

Для бурения боковых стволов нефтяных скважин применяют специальные вырезающие приспособления, отклонители клинового типа, разъединяющие устройства и другая техника. Обычно диаметр боковых стволов лежит в пределах 114 – 245 мм. Как показывает практика, бурение боковых стволов является одним из перспективных методов ремонта и восстановления старых скважин. Также их применение способствует повышению производительности малодебитных нефтяных скважин.

При бурении боковых стволов применяются долота различных конструкций: шарошечные, резные и режущие долота с твердосплавными зубцами, алмазными и смешанными устройствами, а также бицентрические долота для ступенчатой обработки. Кроме того, применяют турбинные, электрические и винтовые моторы, различные скребки для очистки стенок колонн, вырезающие приспособления для обработки обсадного ствола, клиновые отклонители для новой зарезки, разные фрейзера.

Несмотря на то, что бурение боковых стволов скважин сложный технологический процесс, требующий специальной подготовки и навыков, при его осуществлении не требуется столько затрат, сколько уходит на строительство новых скважин, значительно снижаются средства на материалы. Этот метод также можно считать экологически безопасным, нет необходимости снимать плодородный слой почвы. Буровая установка в основном передвижная.

Очевидно, что затраты на сооружение бокового ствола малы по сравнению с затратами на строительство новой вертикальной скважины.

Вместе с тем, необходимо отметить малую производительность бурения боковых стволов по сравнению с сооружением вертикальных скважин. Однако, это обстоятельство компенсируется увеличением объема добычи нефти. Одна скважина с боковым стволом может дать дополнительно около 4 тыс. тонн нефти.

Как было уже отмечено, зарезка боковых стволов скважин считается одним из перспективных методов для увеличения добычи нефти, особенно на месторождениях, эксплуатируемых длительное время и способствует «оживлению» старых скважин. В пространственном положении вертикальная скважина имеет ограниченный радиус действия. Боковые стволы во многом выигрывают перед вертикальными скважинами, поскольку появляется возможность проникать в не задействованные пласты и слои и труднодоступные одиночные скопления нефти. Кроме того применение боковых стволов может заменить дорогостоящее уплотнение сетки скважин, что еще раз показывает их экономическую эффективность.

В настоящее время известны разные способы проводки боковых стволов, среди которых можно выделить вырезание части колонны и клиновое бурение с отклонением.

Технологию зарезки боковых стволов можно совершенствовать, например, чтобы увеличить длину ствола, можно использовать скважины с несколькими горизонтальными отклонениями (рис.1). При этом для повышения эффекта и снижения производственных затрат, процесс можно дополнить гидравлическим разрывом пласта.

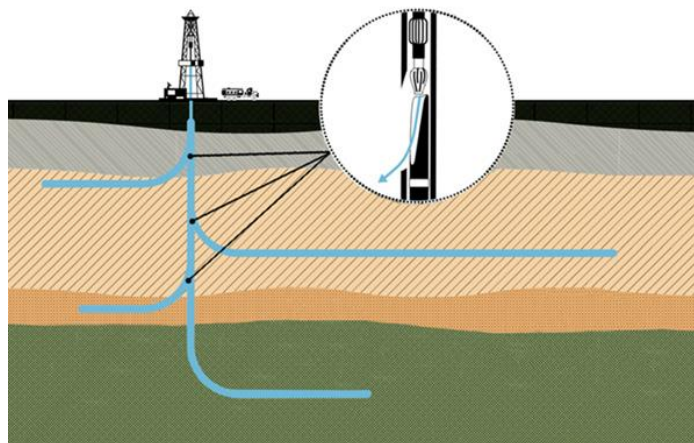


Рис.1 Схема зарезки боковых стволов

Если остановиться на технологии бурения боковых стволов, то можно выделить две технологии. Первое, это вырезание части колонны, второе, клиновое бурение. Эти технологии приемлемы для скважин, которые не эксплуатировались долгое время. К первой технологии можно отнести и бурение скважин с выводом нецементированной колонны и созданием полноразмерного основного ствола.

В процессе проводки боковых стволов используют особенность самих скважин, которая заключается в их кривизне. Поэтому точка зарезки бокового ствола обозначается именно на криволинейном участке скважины. Считается неприемлемым удаление большого участка обсадной колонны. Длина вырезаемого участка должна обеспечить выход колонны труб. Как показывает практика, длина вырезанного участка должна быть до 10 метров.

Как уже отмечено выше, сам процесс зарезки боковых стволов является сложной операцией, но вместе с тем существует и другие трудности, связанные с особенностями месторождения и его технологическими параметрами. Например, высокая степень обводненности. В результате этого во время проведения работ боковые стволы

заполняются пластовой водой. Еще одним затрудняющим фактором является наличие скважин с малым дебитом. Это обстоятельство намного снижает эффективность боковых стволов, поскольку продуктивность после завершения работ не увеличивается. В этих и других случаях для повышения эффективности необходимо проводить дополнительно гидравлический разрыв пласта или другие приемлемые методы увеличения притока.

Литература

1. Киинов Л.К. Казахстан – основной двигатель роста добычи нефти в Евразии: ключевые проекты, перспективы и новые возможности. Журнал Kazenergy. 2012г. №5(55) .
2. Ганцгорн А.М., Фаршатов Р.Р. Анализ состояния технологий и технических средств для зарезки и бурения боковых стволов. Журнал «Нефтегазовое дело». Москва, 2015. №5.
3. Гилязов Р.М. Разработка и совершенствование технологий строительства нефтяных скважин с боковыми стволами. Уфа, 2003г.

УДК 622.245.226

ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕКУЩЕМУ СОСТОЯНИЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРСАК

С.Н. Смаилов

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»
Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

Бұл жұмыста қабаттық сұйықтықтар мен газдардың физикалық-химиялық қасиеттері мен құрамының нәтижелері, ұңғымалардың кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулерін орындау, кен орнының ұңғыма қорының сипаттамасы талданады.

Тірек сөздер: Кен орны, ұңғыма, пайдалану объектілері, қабаттардың мұнай беруі.

В данной работе анализируются результаты физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов, выполнение промыслово-геофизических исследований скважин, характеристика фонда скважин месторождения.

Ключевые слова: Месторождение, скважина, эксплуатационные объекты, нефтеотдачи пластов.

This paper analyzes the results of physical and chemical properties and composition of formation fluids and gases, the implementation of field and geophysical studies of wells, the characteristics of the well stock of the field.

Keywords: Field, well, production facilities, oil recovery.

Структура Карсак представляет собой типичное солянокупольное поднятие скрытопрорванного типа. Соляное ядро вытянуто в меридиональном направлении. В пределах купола наблюдаются два соляных свода, где кровля соли залегает на глубинах 700-800 м. Северное поднятие имеет почти меридиональное простирание, а южное поднятие – юго – восточное. Оба свода асимметричны: у северного крутым является западный склон, а у южного - северо-восточный склон.

Надсолевой комплекс отложений делится крупными сбросовыми нарушениями на три участка: восточное и западное крылья и центральный грабен. Грабен в плане имеет трехлучевую конфигурацию.

Месторождение Карсак было открыто глубоким разведочным бурением в 1953 году в южной части Южно – Эмбинского района. Вступило в разработку на основе проекта составленного ЦНИЛом «Эмбаунайгаз» в 1960 году.

В строении купола Карсак участвует весь комплекс надсолевых отложений. Комплекс пород структуры разбит сбросовыми нарушениями на три крыла: восточное, западное, южное.

На восточном и южном крыльях обнаружены небольшие залежи в отложениях неокома. В пределах западного крыла купола Карсак выявлены и оконтурены 8 продуктивных горизонтов, приуроченных к отложениям альб-сеномана, альба и апта. Нефтяные залежи относятся к типу пластово-сводовых, тектонически и литологически экранированных, водоплавающих. Кроме IV среднеальбского горизонта, который подстилается мощной толщей водяных песков.

Коллекторами являются высокопроницаемые пески, слагающие отдельные песчаные пропластки, число которых уменьшается с глубиной залегания горизонтов.

Запасы нефти были подсчитаны ЦНИЛ и утверждены в ГКЗ СССР 19.09.59 г. Пересчет запасов выполнен ТОО НИИ «КМГ» в 2005г, протокол ГКЗ №388-05-У. В 2012 году был пересчет начальных извлекаемых запасов VI апт-неокомского горизонта.[1,3]

В 2009 году составлен и утвержден «Уточненный проект разработки месторождения», выполненный на основе отчета пересчета запасов 2005 года. В разрезе месторождения выделено 9 продуктивных горизонтов: I, II, III – альб-сеноманский, I, II - промежуточные, IV-среднего альба, V-нижнего альба, VI-нижнего апта и неокомский горизонт. На основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения, с учетом фактического состояния разработки выделены 8 объектов разработки:

I объект - I альб-сеноманский горизонт

II объект – II альб-сеноманский горизонт

III объект – I+II промежуточные альб-сеноманские горизонты

IV объект - III альб-сеноманский горизонт

V объект – IV среднеальбский горизонт Западного и Восточного полей

VI объект – V нижнеальбский горизонт

VII объект – VI апт-неокомский горизонт

VIII объект – неокомский горизонт.

На месторождении весь пробуренный фонд составляет 297 скважины. Основными элементами системы разработки, являются эксплуатация объектов самостоятельной сеткой скважин, плотность сеток, вид воздействия и режим работы. Все выделенные объекты разрабатываются самостоятельной сеткой скважин.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд 139 скважин, действующий 137, из них 51 скважин работают электровинтовым насосом, в бездействии 2 скважины. Нагнетательный фонд 53 скважины, наблюдательный фонд 10 скважин, в консервации 14 скважин, ликвидировано 81 скважин.

С начала разработки по месторождению добыто 4271,110 тыс. тн нефти и 99221,128 тыс. тн воды. За 2018 год добыто 29,213 тыс. тн нефти и 1194,065 тыс. тн воды. Текущая нефтеотдача составляет 20,8 % при обводненности 97,1 %, проектная 20,8 % и 97,7 % соответственно. Выработанность горизонтов по месторождению составляет 73,8 %, против проектного 73,8 %. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов 0,5 % при проектной 0,5 %. С начала заводнения закачено 63487,878 тыс. м³ воды, в том числе за 2018 год 1085,514 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки составляет 66,8 %. Дополнительная добыча от закачки воды с начала разработки составляет 706,6682 тыс. тн нефти, в том числе за 2018 год 1,380 тыс.тн.

Всего в отчетном году по месторождению Карсак выполнено 119 геолого-технических мероприятий, дополнительно добыто 2,2779 тыс. тн нефти, при плане 61

скважин с добычей 2,748 тыс.тн. По капитальному ремонту скважин проведены работы в 14 скважинах, за счет этого дополнительно добыто 0,8657 тыс. тн нефти. Введены в эксплуатацию из консервации 14 скважин с дополнительной добычей 1,5008 тыс.тн нефти, при плане 4 скважины с добычей 0,5424 тыс.тн, из них 3 скважины введены силами КРС. Произведены работы по воздействию на призабойную зону нефтяных скважин 66 скв/опер, при плане 37 скв/опер. Вне плана проведены работы по оптимизации режима 5 скважин с дополнительной добычей 0,192 тыс. тн нефти. Силами НГДУ 1 скважина (№231) с эксплуатационного фонда и 2 скважины (№№50,376) из консервации переведены в нагнетательный фонд.[1,2,3]

I альб-сеноманский горизонт

Впервые нефтеносность горизонта установлена в 1959 году на скважине № 4, где был получен приток безводной нефти дебитом 0,26 м³/с. Горизонт представлен двумя-тремя пластами-коллекторами, разделенными прослоями глин. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 м до 20,6 м, в среднем 7,17 м.

Пористость коллекторов изменяется в пределах 24,8-39,5 % и средняя величина по горизонту составляет 32,5 %. Проницаемость по керну составляет в среднем 8,75 мкм². Нефти I и II альб-сеноманских горизонтов тяжелые, плотность их в пределах 0,919-0,933 г/см³, в среднем 0,930 г/см³, с большим содержанием смол от 19 до 44 %. Кинематическая вязкость нефти при 20°C колеблется в пределах от 323,9 до 2013,6 мм²/с.

I альб-сеноманский горизонт разрабатывается с 1962 года. С начала разработки по горизонту извлечено 52,859 тыс. тн нефти и 2044,1307 тыс. тн воды. Текущий коэффициент нефтеотдачи 1,5 % при проектной 1,5 %. Выработанность запасов составляет 16,8 %. За отчетный год по горизонту добыто 1,0734 тыс. тн нефти и 54,3817 тыс. тн воды. Обводненность горизонта 97,6 %. Среднесуточный дебит одной скважины равен 0,7 тн/с нефти и 32,6 тн/с жидкости. Горизонт разрабатывался возвратным фондом. Закачка воды в пласт начата с марта месяца 2010 года скважиной № 63, всего с начала заводнения закачено 294,627 тыс. м³ воды, за отчетный год 47,023 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки составляет 15,4 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 5 скважин (№№ 17, 75, 83, 318), которые эксплуатируются электровинтовым насосом и скважина № 1 (грабен). Нагнетательный фонд 2 скважины (№№ 10, 63).

II альб-сеноманский горизонт

Горизонт впервые испытан в скважине № 4. При испытании в других скважинах приток нефти колебался от 0,1 до 1,1 м³ в сутки. Горизонт представлен двумя, реже тремя нефтенасыщенными пластами. Общая толщина горизонта в среднем 27,48 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 9,26 м. Проницаемость по керну составляет в среднем 6,66 мкм². Пористость коллекторов по керновым данным изменяется в пределах 0,215-0,379 д.е. Нефть горизонта тяжелая, малосернистая, высокосмолистая. Плотность их изменяется от 0,9023 до 0,9397 г/см³, в среднем 0,937 г/см³.

Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 3,6 %, выработанность запасов составляет 30,1 %. С начала разработки по горизонту добыто 217,785 тыс. тн нефти и 6864,7644 тыс. тн воды. За отчетный год по горизонту добыто 8,4598 тыс. тн нефти и 270,924 тыс. тн. воды. Обводненность 96,3 %. Среднесуточный дебит скважины составляет 0,7 тн/с по нефти, 22,0 тн/с по жидкости.

Проектом разработки (1960г) эксплуатация предусмотрена возвратным фондом, что осуществлялось в течение 56 лет, и на сегодня оказалось неэффективной. Имеем ряд проектов, по созданию самостоятельной системы разработки независимых от нижележащих объектов. Проект ЦНИЛ по закачке холодной воды, ВВГ – влажное внутрислоевое горение и другие. По уточненному проекту разработки (2009г) для улучшения эффективности разработки и достижения проектного КИНа рекомендуется как увеличение количества скважин за счет бурения новых скважин или перевода с других горизонтов, так

и внедрение новых инновационных технологий по разработке высоковязких нефтей.[1,2,3,4]

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 39 скважин, из них на 27 скважинах установлены ЭВН. В консервации находятся 8 скважин (№№ 4, 15, 119, 114, 93, 217, 228, 359). Нагнетательный фонд 13 скважин. С начала заводнения закачено 2981,321 тыс. м³ воды, в том числе за 2018 год 271,192 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки составляет 46 %. Наблюдательный фонд 1 скважина (№ 305).

I промежуточный альб-сеноманский горизонт

Нефтеносность горизонта впервые доказана по электрокаротажной диаграмме на скважине № 9 пробуренной в 1955 году. Общая толщина горизонта в среднем 13,96 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 м до 8,5 м, в среднем 3,47 м. Режим горизонта водонапорный. Горизонт вскрыт скважинами №№ 9, 14, 6, 20, 30, 36, 123 на обоих полях западного крыла. Глубина залегания кровли пласта 306 м.

С начала разработки по горизонту добыто 12,970 тыс. тн нефти и 373,2623 тыс. тн воды. За отчетный год добыто 2,279 тыс. тн нефти и 44,329 тыс. тн воды. Обводненность по горизонту составляет 94,1 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 3,7 %, выработанность запасов составляет 12,3 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 6 скважин (№№ 9, 14, 301, 40, 616, 620), из них скважины № 14, 301 эксплуатируются электровинтовым насосом. Среднесуточный дебит скважин составляет 0,9 тн/с по нефти, 24,2 тн/с по жидкости.

II промежуточный альб-сеноманский горизонт

Нефтеносность горизонта был вскрыт скважинами №№ 9, 14, 36, 20, 230 в сводовой части западного поля и в южном блоке восточного поля. Общая толщина горизонта достигает 11,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,98 м.

С начала разработки со II промежуточного горизонта добыто 80,965 тыс. тн нефти и 2227,6804 тыс. тн воды. За отчетный год по горизонту добыто 2,5222 тыс. тн нефти и 120,142 тыс. тн воды. Обводненность по горизонту составляет 97,5 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи 17,5 %, выработанность запасов составляет 58,5 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 13 скважин, из них 4 скважины (№№89,98,233,164) эксплуатируются электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 4 скважины (№№214,231,256,272), из них скважина №231 переведена из эксплуатационного фонда в отчетном году. С начала заводнения закачено 1228,61 тыс. м³ воды, в том числе за 2018 год 84,536 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки составляет 58,1 %.

III альб-сеноманский горизонт

Нефтеносность установлена в 1955 году. Общая толщина горизонта 33,2 м, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет от 1,8 м до 15 м. Коллекторами нефти являются высокопроницаемые пески, разделенные частыми прослоями глин. В разрезе горизонта насчитывается четыре песчаных пропластка, мощностью от 0,5 до 9 м, разделенных между собой непроницаемыми глинами. Пористость коллекторов изменяется в пределах 0,20 до 0,384 д.е., в среднем 0,322 д.е. Проницаемость по керну в среднем 5,5 мкм². Плотность нефти изменяется от 0,9218 до 0,9367 г/см³, в среднем 0,9271 г/см³. Кинематическая вязкость от 904,1 до 2485,4 мм²/с, в среднем 1147,2 мм²/с.

С начала разработки по горизонту добыто 1366,754 тыс. тн нефти и 34783,5148 тыс. тн воды. За отчетный год по горизонту добыто 9,7587 тыс. тн нефти и 481,3127 тыс. тн воды. Обводненность составляет 97,6 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи 40,7 % при проектном коэффициенте 40,7 %.

Эксплуатационный фонд скважин на 01.01.2019 год составляет 49 скважин, действующие 48 скважин, из них 13 скважин эксплуатируются электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 13 скважин. С начала заводнения закачено 19498,61 тыс. м³ воды. За 2018 год закачено 436,451 тыс. м³ воды, компенсация составляет 97,3 %. В консервации

находятся 2 эксплуатационные скважины (№№ 120,293). Наблюдательный фонд 2 скважины (№ 29,250).

IV средне- альбский горизонт

Впервые нефтеносность горизонта установлена в 1952 году на скважине №3. Общая толщина горизонта варьирует от 10м до 34,6 м, в среднем 14,16м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет от 2 до 8 м, в среднем 4,53 м. Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пачек, разобщенных прослоем глин мощностью до 5-6 м. Обе пачки хорошо прослеживаются по всей площади залежи. Этаж нефтеносности 12 м. Горизонт разбит тектоническими нарушениями на два поля, западное и восточное. Восточное поле разбито сбросами на пять разобщающих между собой блоков. Тектоническое строение обусловила слабо водонапорный режим на западном поле, гравитационный режим на восточном поле. Формирование залежей на восточном и западном поле были различными. Пористость изменяется в пределах от 25 % до 38 % и в среднем по горизонту равна 31,5 %. Проницаемость в среднем составляет 1,375 мкм² на воду и 2,045 мкм² на воздух.

Нефти горизонта по качеству разделяются на два типа, на западном поле – нефть малосернистая, смолистая, парафинистая. Восточное поле отличается сравнительно невысокими плотностями (0,8531-0,8684 г/см³) и вязкостью при 20°С (25,52-79,32 мм²/с). Нефти малосернистые, малосмолистые (22,5-28 %), высокопарафинистые (1,5-3,24 %).

IV средне-альбский /западное поле/

С начала разработки добыто 1201,309 тыс. тн нефти и 23907,6955 тыс. тн воды. Текущий коэффициент нефтеотдачи 45,4 %. Выработанность запасов составляет 81,1 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 0,1 %. За отчетный 2018 год по горизонту добыто 0,8267 тыс. тн нефти и 47,5032 тыс. тн воды. Среднесуточный дебит скважин 0,8 тн/с нефти, 39,9 тн/с жидкости. Обводненность 97,9 %. За время проведения заводнения всего по западному полю закачено 19705,839 тыс. м³ воды, компенсация составляет 85,4 % от общей жидкости. За отчетный год закачено 70,2 тыс. м³ воды.

Эксплуатационный фонд на 01.01.2019 год составляет 4 скважины, из них 1 скважина (№27) эксплуатируется электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 8 скважин. В консервации находится 1 эксплуатационная скважина (№ 243). Наблюдательный фонд 1 скважина (№ 69).

IV средне-альбский /восточное поле/

Разработка горизонта этого поля начата в 1960 году. Литологически горизонт представлен чередованием прослоев глин и песков.

С начала разработки извлечено 484,912 тыс. тн нефти и 12198,7007 тыс.тн воды. По горизонту запасы полностью выработаны. Выработанность запасов составляет 183,8%. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 103 %.

Система ППД применяется с 1962 года. На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд 1 скважина (№323), которая введена из консервации в отчетном году. Нагнетательный фонд 4 скважины (№ 275, 241, 321, 340). С начала заводнения закачено 16999,126 тыс. м³ воды, в том числе за 2018 год закачено 36,079 тыс. м³ воды, компенсация с начала нагнетания составляет 146,1 %.

V ниже-альбский горизонт

Впервые горизонт вступил в разработку в 1958 году. Общая толщина горизонта в среднем составляет 15,56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,5м до 7м. По анализам отобранного керна средняя величина пористости горизонта равна 0,313д.е. Проницаемость по керну составляет в среднем 1,44 мкм². Нефти горизонта малосернистые, смолистые, парафинистые. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 164,6-197,6 мм²/с, а удельный вес находится в пределах 0,886-0,893 г/см³.

С начала разработки добыто 312,397 тыс. тн нефти и 8572,9569 тыс. тн воды. За отчетный год по горизонту добыто 1,1472 тыс.тн нефти и 64,6689 тыс. тн воды. Выработанность запаса 93,6 %. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 50,5 %, при

проектной 50,5 %. Обводненность по горизонту равен 97,9 %. Среднесуточный дебит по скважинам 0,8 тн/с нефти и 43,1 тн/с жидкости.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд скважин равен 4 скважинам (№№ 31, 33, 64, 65). Нагнетательный фонд 1 скважина (№ 22). С начала заводнения было закачено 553,792 тыс.м³ воды, за отчетный период 43,705 тыс.м³ воды, годовая компенсация составляет 72,8 %.

VI апт - неокомский горизонт

Впервые нефтеносность горизонта отмечена в 1955 году в скважине №6. Общая толщина горизонта составляет 13,39 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 м до 9 м, в среднем 5,52 м. Нефтяные залежи относятся к типу сводовых пластовых, тектонически экранированных, водоплавающих, подстилаются толщей водоносных песков, мощностью от 10 до 30 м. Среднее значение пористости составляет 31%, проницаемость по керну составляет в среднем 5,7 мкм². Нефти горизонта высокосмолистые (20,7-52 %), малосернистые (0,31-0,45 %), парафинистые. Удельный вес составляет 0,920-0,938 г/см³, а кинематическая вязкость колеблется от 661,1 до 2679,8мм²/с.

С начала разработки по горизонту извлечено 251,465 тыс. тн нефти и 6225,9148 тыс. тн воды. Выработанность запасов составляет 54,4 %. За отчетный период добыто 1,1160 тыс. тн нефти и 52,8692 тыс.тн воды. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 21,8 %. Темп отбора от начального извлекаемого запаса 0,24 %, от текущей 0,5 %. Обводненность по горизонту 97,5 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 5 скважин (№№28,32, 41,37,44), из них скважина №32 эксплуатируется электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 3 скважины (№№ 8,39,43). Наблюдательный фонд 1 скважина (№35). В отчетном 2018 году закачка воды велась через 3 скважины в объеме 65,835 тыс.м³ воды. С начала заводнения закачено 1462,819 тыс.м³ воды. Компенсация с начала нагнетания составляет 24,6 %.

Неокомский горизонт

На восточном крыле нефть получена из неокомского горизонта, состоящие из трех пластов. I пласт вскрыт во всех скважинах в нефтяной зоне. Общая толщина горизонта 41,79м, эффективная 9,32 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 15,5 м. Тип залежи пластовая, сводовая, тектонический экранированная. Нефти неокомского горизонта малосернистые, высокосмолистые, малопарафинистые. Удельный вес составляет от 0,8972 до 0,9151 г/см³. Кинематическая вязкость нефти в поверхностных условиях от 162,4 до 435,6 мм²/с, в среднем 265,36мм²/с.

В 1990-1991 годы с целью уточнения запасов нефти и перевода из категории С2 в промышленную были пробурены две глубокие разведочные скважины №№ 400, 401. По их результатам в 1993 годы пробурены 30 добывающих скважин. Добыча нефти велась одной скважиной (№ 8) с 1960 до 1991 года. С 1994 года фонд составлял 33 скважины.

С начала разработки по горизонту добыто 289,694 тыс. тн нефти и 2022,5075 тыс. тн воды. За отчетный период добыто 1,7765 тыс. тн нефти и 55,617 тыс. тн воды. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 15,0 %. Обводненность продукции 96,2 %, против проектного 97,7 %. Выработанность запаса 55,1 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов 0,34 %.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд составляет 13 скважин. В отчетном году 8 скважин (№№401,475,477,481,483,485,490,491) введены из консервации. Нагнетательный фонд 5 скважин. Наблюдательный фонд 5 скважин. В консервации находятся 2 скважины (№№487,494). Годовая закачка по горизонту составляет 33,493 тыс.м³ воды, с начала заводнения закачено 763,134 тыс.м³ воды, компенсация с начала нагнетания составляет 35,3 %.

Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов

Нефти месторождения Карсак изменяются по своим физико-химическим свойствам и характеризуются плотностью от 0,829 г/см³ до 0,936 г/см³. Значение динамической

вязкости определено в 5 скважинах и изменяется в пределах 46 мПа*с в скв.№ 15 до 85,65 мПа с в скв.№ 18. Среднее значение вязкости сепарированной нефти варьирует в пределах от 49 сст (IV среднеальбский горизонт) до 1653 сст (II альбсеноманский горизонт). Нефти характеризуются высокой вязкостью, относятся к малосернистым и высокосмолистым.[1,3,5]

Пластовые воды горизонтов соленые, жесткие, относятся к хлоркальциевому типу. По химическому составу воды сходны между собой, отличаются лишь величиной солевого состава минерализации. Средняя величина солёности вод увеличивается от 12,25°Бе в I альб-сеноманском горизонте до 18,4°Бе в VI аптском горизонте. Исключение составляют воды IV среднеальбского горизонта, некоторые анализы характеризуются пониженной солёностью (от 13 до 15,6°Бе).

Повышение нефтеотдачи пластов

С начала 2018 года согласно договору №715-118 от 15.05.2018 года силами ТОО «КаспианТехноГрупп» была произведена установка забойного скважинного нагревателя ЗСН на скважинах № 22,111,254 месторождения Карсак.

При анализе обработанных данных добывающих скважин прирост добычи не наблюдается (Таблица 1). Имеется тенденция уменьшения жидкости и увеличения обводненности некоторых скважин, в связи с чем эффект не получен. Таким образом, проведенные опытно-промышленные испытания (ОПИ) свидетельствуют о недостаточности свойств данной технологии в условиях этих месторождений. Для проведения ОПИ по разным технологиям нужно оптимизировать выбор наиболее эффективных технологий и объектов их применения на основе физико-гидродинамических характеристик залежи нефти, определяющих конечный КИН.[2,3,5,6]

Таблица 1 - Анализ данных по выполнению опытно – промышленных испытаний на скважинах месторождения Карсак

№ п/п	Месторождение	№ скв	Наименование мероприятий	Дата начало ремонта	Дата окончание ремонта	Дебит до ремонта			Дебит после ремонта			ут. эффект	Примечание
						Qж м³	Qн тн	%, обв	Qж м³	Qн тн	%, обв		
ОПИ (ТОО "КаспианТехноГрупп")													
	Карсак	11	спуск скважинного электронагревателя СЭН	7.07.18	0.07.18	1	,7	4				0,7	28.08.18г. СЭН извлечено из-за нехватки жидкости.
	Карсак	54	спуск скважинного электронагревателя СЭН	0.07.18	6.08.18	,1	,5	0	,9	,4	0	0,1	Нет положительного эффекта, возможно произведенная технология на текущий низкопроницаемый пласт, не достаточно для достижения эффекта.
	Карсак	0	спуск скважинного электронагревателя СЭН	9.08.18	0.08.18	3,1	,8	6	2	,6	7	0,2	Нет положительного эффекта, возможно произведенная технология на текущий низкопроницаемый пласт, не достаточно для достижения эффекта.

Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин

Для контроля за состоянием разработки месторождений и определения технического состояния скважин по НГДУ «Доссормунайгаз» за 2018 год выполнены 131 скв/опер, при плане 127.

Основными видами исследования, проведенные на скважинах месторождений, является определение ВНК, нефтеводонасыщенности, источника обводненности стандартным методом (НГК, ИННК, ГК), исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, перфорация, определение профиля притока и поглощения.

В настоящее время, когда основные разрабатываемые горизонты находятся на поздней стадии разработки и близки к истощению, необходимо для поддержания и увеличения добычи нефти подумать о вовлечении в активную разработку вышележащих I, II альбских, неокомских и промежуточных горизонтов.[3]

На основании «Уточненного проекта месторождения Карсак»-2009 года, были пробурены в 2015 году 3-скважины на II-альбсеноманский горизонт, глубиной 300м.

С целью улучшения системы разработки объектов, повышения эффективности закачки воды, увеличения темпов отбора нефти и конечной нефтеотдачи пластов рекомендуются:

Провести цементировку на нефтяной основе высокообводненных скважин, дострелять непрострелянные нефтенасыщенные толщины согласно мероприятиям.

Определение эффективности закачки для поддержания пластового давления и отборов жидкости с целью увеличения выработанности, темпа отбора для достижения проектных коэффициента нефтеотдачи.

Определение причин и характера обводненности разрабатываемых горизонтов.

Подбор геологических и технологических мероприятий для увеличения и стабилизации добычи нефти.

Увеличение скважин для горячей закачки на II-альбсеноманский горизонт.

Бурение 24 эксплуатационных скважин, и одной разведочной скважины-с целью уплотнения сетки скважин и достижения конечного КИНа, заложенных в уточненном проекте разработки 2009г.

В связи с эффективностью, необходимо проведение потокоотклоняющей технологии на месторождении.

В перспективном плане провести сейсмику 3Д с целью выявления промышленных залежей в надсолевых и подсолевых отложениях.

Литература

1. Анализ разработки месторождения Карсак, 2015г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео и недропользования №27-5-1724-И от 07.08.2015г.

2. Анализ разработки месторождения Карсак, 2017г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео и недропользования №27-5-2489-И от 28.12.2017г.

3. Цифровой Эмбаунайгаз 2018 год.

4. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки «2d, 3d» для подсчета запасов нефти и газа. М.: ЦГЭ, 2006. 40 с.

5. Кабиров М.М., Гафаров Ш.А. Скважинная добыча нефти СанктПетербург: ООО Недра 2010. 416 с.

6. Еремин Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа: Учеб. пособие. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2008. – 244 с.

7. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами. – М., 2012. – 55 с.

8.Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: Учебное пособие. Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008. 147 с.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Г.Е. Суюнгариев, Е.Т. Нурпеисов, К.И. Мухамбеткалиев, М.М. Елеуов
НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

Нами проведен технико-технологический анализ добывающего фонда скважин для оценки эффективности техники и технологий, применяемых для добычи нефти, проанализировано состояние системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» на месторождении Восточный Макат.

Ключевые слова: анализ, технологии, эффективность, скважины.

Для оценки эффективности техники и технологии, применяемых для добычи нефти на месторождении Восточный Макат и выявления путей её повышения, в настоящей работе проведён технико-технологический анализ (состояние и характеристика работы наземного и подземного оборудования и т. д.) добывающего фонда скважин, сбора и подготовки нефти.

На месторождении Восточный Макат эксплуатация скважин ведется механизированным способами. В первые годы разработки все скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом. По мере обводнения продукции скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. В настоящее время действующий эксплуатационный фонд скважин на месторождении Восточный Макат в пределах контрактной лицензированной территории АО «Эмбаунайгаз» (по состоянию на 01.01.2016г.) составляет 87 ед. На участке Жана Макат контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» действующий фонд эксплуатационных скважин составляет 27 ед.

Характеристика работы скважин ТОО «Самек Интернешнл». На контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл», подъем скважинной продукции на поверхность производится винтовыми штанговыми насосами фирмы “Weatherford” с теоретической производительностью от 10 до 250 м³/сут и развиваемым напором от 600 до 1300 м. Статоры насосов спущены на НКТ с номинальным диаметром 73 мм, роторы насосов спущены на штангах диаметром 22 мм. Для максимального погружения насоса под динамический уровень и обеспечения работы насосов в широком диапазоне подач, обеспечения выноса песка на поверхность, и предотвращения попадания большого количества газа в насос, в 13 скважинах приемы насосов располагались ниже интервалов перфорации на 3-12,7 м. В остальных скважинах на 8,8-11,2 м выше интервалов перфорации. Для предотвращения прямого трения между штангами и НКТ на штангах установлены центраторы, для опорожнения труб НКТ оборудованы дренажными клапанами, для неподвижной фиксации нижнего конца НКТ, обеспечивающие спокойную работу насоса и не позволяющие отворачиваться (скручиваться) НКТ применяются противоотворотные якоря.

Фонд нагнетательных скважин на дату составления отчета составляет 17 единиц на контрактной территории АО «Эмбаунайгаз» и 7 ед. на контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл».

Устья скважин оборудованы в соответствии с условиями нагнетания, и рассчитаны на рабочее давление 21 МПа, с ручным управлением, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм. Диаметр насосно-компрессорных труб выбирается из условия режима нагнетания, которые, зависят от: приёмистости (объемов закачки), забойного и пластового давления.

Подземное оборудование нагнетательных скважин состоит из одноступенчатой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм.

Во избежание коррозии наружных стенок НКТ, затрубное пространство эксплуатационных скважин заполнено отфильтрованным рассолом хлорида кальция (CaCl_2).

Анализ состояния системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл».

Каждая добывающая скважина с винтовым насосом “Weatherford” связана с системой сбора УПН через подземный коллектор Ø 219мм. Система сбора и подготовки нефти УПН установлена в центре промысла. Длина выкидных линий изменяется от 100 м до 1.5 км.

На площадках скважин не происходит обработка или подготовка нефти. Для измерения дебита отдельно взятой скважины предусмотрен тестовой подземный коллектор/манифольд Дн 114мм, для направления жидкости от скважины к тестовому сепаратору на УПН.

Продукция отдалённых существующих скважин ЖМА-Е4СТ1, -ЕТ1, -ЕТ2, -Е2, -Е3, -Е5, -Е6, -Е7 под давлением, развиваемым погружными винтовыми насосами Weatherford по выкидным трубопроводам диаметром 89 мм подается на АГЗУ-1, где происходит поочередный автоматический замер дебита скважин по газу, воды и нефти. После замера нефтегазовая смесь под давлением 0.4–0.6 МПа по подземному коллектору диаметром 159 мм поступает в трехфазный сепаратор добычи существующей УПН. Продукция проектных скважин ЖМА-Е12, -Е13, -Е14 будет подаваться на проектную и АГЗУ-2 на площадке, существующей ГЗУ-1.

На УПН происходит полная сепарация жидких фаз и газа, качество подготовленной нефти соответствует требованиям, предъявляемым к товарной нефти, согласно которым содержание механических примесей и воды в ней не превышает 0.5 %, а содержание хлоридов не более 100 мг/литр. УПН имеет возможность принять жидкость из 30 скважин и подготовить 800 м³ нефти в день при обводнённости 90 % и хранить готовую продукцию до 5 дней.

Жидкость с выкидных линий сначала направляется к входному сепаратору добычи V-3404 (НГСВ), объемом 100 м³, где предварительно отделяется газ и пластовая вода, после к печи подогревателя Е-3420 (подогреватель ПНПТ-1.6ХЛ), а затем к вторичному сепаратору V-3402 (НГСВ), объемом 25 м³. Оба сепаратора работают как 3-фазные сепараторы и отделенная вода направляется к системе очистки пластовой воды V-5010/11 для ее дальнейшей переработки. Разделённый поток газа, выделенный в этих сепараторах, используется в качестве топливного газа для подогревателей, электрогенераторов и технологических нужд факельной установки (дежурная горелка).

Для замера дебита отдельно взятой скважины, жидкость со скважины по тестовой выкидной линий сначала направляется к тестовому сепаратору V-3403 (НГСВ), объемом 12.5 м³, где предварительно отделяется газ и пластовая вода, после к печи подогревателя Е-3420, а затем к вторичному сепаратору V-3402. Тестовый сепаратор работает как 3-фазный сепаратор и отделенная вода направляется к системе очистки пластовой воды V-5010/11 для ее дальнейшей переработки. Сепаратор оборудован счетчиками газа, нефти и воды.

Разделённый поток газа, выделенный в сепараторах V-3404 и V-3403, сначала направляется к двухфазному вертикальному газовому сепаратору V-3401, объемом 1.6 м³, где отделяется газ и пластовая вода, после газ используется в качестве топливного газа для подогревателей Е-3410 (ПП-0.63А нефть), Е-3420 (ПНПТ-1.6ХЛ входная жидкость), Е-3430

(ПП-0.63А пластовая вода), Е-3440 (ПП-0.63А резерв), Е-3501 (НУС-0.1 Пресная вода), газопоршневых электрогенераторов ГПЭС-1, -2, -3 (Caterpillar G3512LE, 400 VAC, 50 Гц, 725 кВт) и дежурной горелке.

Сепарированная в сепараторе V-3404 нефть, смешивается с промывной водой, в объеме приблизительно 10 м³/сут, и затем эта нефтеводная смесь подогревается в подогревателе Е-3420 до 55-60 °С. Подогретая жидкость затем направляется к следующему сепаратору V-3402 для отделения остаточного газа и воды от нефтяного потока. Сепарированная нефть с V-3402 направляется к одному из трех промежуточных резервуаров для обессоливания Т-3601/02/03. Объем каждой емкости 100 м³. В этих емкостях жидкость перемешивается с промывочной водой и циркулирует. Затем жидкость отстаивается примерно 2 часа, происходит полное отделение воды. Слитая вода стекает к подземной дренажной емкости. Из емкостей объемом 100 м³ обезвоженная и обессоленная нефть насосом перекачивается в товарный резервуар нефти Т-3610 объемом 1000 м³. Товарная нефть, хранящейся в резервуаре товарной нефти, до момента ее откачки на через нефтепровод до НПС «Мака́т», подогревается путевым подогревателем нефти Е-3410 (подогреватель ПП-0.63А) до 55-60⁰С и циркулирует с помощью двух технологических циркуляционных насосов Р-3601/02 (один в работе + один запасной).

Товарная нефть, насосом закачивается из резервуара Т-3610 объемом 1000 м³ через трубопровод в парк для хранения нефти Т-3620 объемом 2000 м³ или напрямую в нефтепровод от УПН «Жана Мака́т» до НПС «Мака́т» АО «КазТрансОйл».

Подогретая, на путевом подогревателе Е-3430 (подогреватель ПП-0.63А) до температуры 45 °С, пластовая вода с сепараторов направляется к блоку подготовки пластовой воды, состоящему из отстойного резервуара V-5010, фильтра и узла дозирования химреагентов. Подготовленная вода (после удаления из нее нефти и прохождения ее через фильтр V-5011) собирается в буферные резервуары РW (Т-5010/Т-5020) или в резервуар Т-5030 (1000 м³). Вода с резервуаров Т-5010/Т-5020/Т-5030 перекачивается в трубопроводную сеть закачки воды, водонагнетательными насосами Р-3501/3502.

На установке имеется оборудование для ввода деэмульгатора после входного манифольда и на входе в подогреватель для улучшения сепарации нефть-вода в сепараторах V-3404/V-3402. Блок дозирования химреагентов состоит из двух отсеков, каждый отсек имеет по 2 резервуара хранения (каждый объемом 1.2 м³) и 2 дозирующих насоса. Пока один резервуар и один насос находятся в эксплуатации, другой резервуар и насос находятся в резерве. На настоящий момент, дозировка деэмульгатора (дисолван 4397) составляет 50 литров/сутки (т.е. 30 литров/сутки вводится в точку после эксплуатационного манифольда и 20 литров/сутки вводится перед входным подогревателем Е-3420).

Промывочная вода, требуемая для обессоливания сырья, завозится на УПН «Жана Мака́т» в автоцистернах и хранится в резервуаре воды Т-3604. Эта промывочная вода, подогреваемая подогревателем Е-3501 (подогреватель НУС-0.1 без сепарационного блока), закачивается в выпускную линию V-3403 (т.е. на входе подогревателя Е-3420). Также подача воды предусматривается на входе в резервуар хранения Т-3610..

Литература

1. «Уточненный проект разработки месторождения Восточный Мака́т». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г (Протокол МИНТ РК №182 от 21.07.11г);
2. «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Восточный Мака́т». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2012г (Письма КомГео МИНТ РК №17-04/4968КГН);
3. «Анализ разработки месторождения Восточный Мака́т» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г (Письмо КомГео №22-04-586-И и №22-04-556-И от 17.06.2014г)
4. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ И РЕЖИМОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

Г.Е. Суюнгариев, Е.Т. Нурпеисов, Р.А. Умиров

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

С целью контроля разработки анализируются результаты комплекса гидродинамических исследований на месторождении Тенгиз.

Ключевые слова: пластовая температура, интерпретация КВД, скин-фактор, проницаемость, гидр прослушивание, фильтрационные характеристики

Дамуды бақылау үшін Теңіз кен орнындағы гидродинамикалық зерттеу кешенінің нәтижелері талданады.

Түйінді сөздер: қабаттық температура, КВД интерпретациясы, скин-фактор, өткізгіштігі, гидр тыңдау, сүзу сипаттамалары.

In order to control the development, the results of a complex of hydrodynamic studies at the Tengiz field are analyzed.

Keywords: Formation temperature, interpretation of the CVD, skin factor, permeability, Hydra listening, filtration characteristics.

На месторождении Тенгиз в целом все объекты образуют единую гидродинамическую систему. Наличие вертикальной гидродинамической связи между объектами через обширные трещиноватые зоны в высокопроницаемых биогермных фациях бортовой и крыльевых частях месторождения доказывается наблюдаемым падением пластового давления во II объекте на фоне незначительных объемов добычи нефти, а также однородностью свойств нефти по всем участкам и интервалам Тенгизского месторождения [1].

Залежи нефти месторождения характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Для построения зависимости «глубина – пластовое давление» использовались данные по давлениям на глубине замера, максимально приближенной к отметке середины интервала перфорации, чтобы при дальнейшем пересчете через градиент давлений по скважинам к отметке середины перфорационного интервала ошибка за счет поправки была минимальной.

Начальное пластовое давление при градиенте вертикального давления 0,0183 МПа/м на глубине минус 4500 м составляет 82,35 МПа.

Пластовая температура на глубине минус 4500 м принята равной 109,4 °С по результатам обработки зависимости «глубина – температура». Величина геотермического градиента, полученная в результате термометрических исследований, осуществляемых совместно с замерами начального пластового давления, составила 1,86 °С/100м.

На месторождении Тенгиз с целью контроля за разработкой проводятся комплекс гидродинамических исследований [4]:

- исследование методом восстановления давления, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД;
- комплексное гидродинамическое исследование, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на 2-х и более режимах;
- исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД;
- исследование интерференции между парами скважин.

Гидродинамические исследования на месторождении проводились в 68 скважинах. При этом получить результаты удалось по 60 скважинам, 53 из которых, согласно

предложенной в проекте опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз [1]. Общий объем проведенных исследований по I объекту составил 127 определений различных параметров пластовой системы, 2 исследования по III объекту и 7 исследований по совместно эксплуатируемым скважинам.

Специалистами ТШО в 2009 г. была разработана методика с использованием электронных приборов типа Scada или “Hyperlogger”, которая позволяет проводить замеры режимных рабочих давлений и регистрации КВД на устье скважин и пересчета полученных давлений на забой.

В течение 2011-2012 гг. в семи скважинах осуществлены гидродинамические исследования с замером давления на забое с помощью приборов EMS-770 и PSP, остальные исследования проведены на устье, данные, полученные в результате глубинных исследований, отражают фактическое состояние скважины.

Результаты сопоставления исследований, выполненных при помощи “Hyperlogger” с результатами глубинных замеров по скважинам, представлены в работе [2]. Поэтому, в дальнейшем необходимо продолжить исследовательские работы с целью подтверждения применимости методики Hyperlogger (проверка идентичности замеренного и пересчитанного давлений), которые позволят избежать существенных ошибок в определении основных пластовых параметров и при оценке энергетического состояния залежи. И в скважинах, где выполнены устьевые исследования Т-105, Т-11, Т-40, Т-43, Т-318 необходимо наряду с устьевыми исследованиями проводить также и глубинные замеры при последовательном чередовании исследований на устье и на забое [4].

Работы по интерпретации КВД в скважинах велись ТШО с использованием программы Pan system. В большинстве исследований необходимо отметить совпадение выбранных моделей скважины, пласта, границ и хорошую сходимость результатов обработок.

В процессе интерпретации, основываясь на поведении кривой производной от давления, построенной в дважды логарифмических координатах (log-log) и учитывая особенности строения коллектора, для каждого исследования выбраны наиболее вероятные модели скважины.

Полученные значения скин-фактора от (-6.5) до (-1.1) говорят об улучшенном состоянии призабойной зоны скважин: Т-11, Т-12, Т-40, Т-103, Т-117, Т-124, Т-318. При наличии трещин в прискважинной зоне проявление скин-эффекта незначительное ($S_{max}=0.806$).

Динамика гидродинамических исследований выявила изменение таких параметров, как проводимость, проницаемость, скин-фактор, коэффициент продуктивности.

Наиболее представительные результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Тенгиз представлены в таблице 1.

Изменение продуктивных и ёмкостно-фильтрационных характеристик пласта в скважинах вызвано:

- проведением мероприятий по дополнительной перфорации продуктивных горизонтов;
- проведением мероприятий по интенсификации притока в скважину (СКО, КГРП).

В 2010-2011 гг. было проведено гидропрослушивание между двумя парами скважин: Т-102 и Т-7; Т-103 и Т-1к для установления гидродинамической связи ними и для оценки основных пластовых характеристик, таких как проводимость, проницаемость, пьезопроводность. В комплексе с ними в возмущающих скважинах проводили исследования методом установившихся отборов.

Особенностью проведения гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз на нестационарных режимах является остановка скважин на снятие КВД на 2 недели для скважин платформы и на 1 неделю для скважин склона и борта. При этом фактическое время на снятие КВД колебалось от 9 до 180 часов.

Таблица 1 - Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	измерений			
1	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа	22	22	77,89-85,36	82,35	Принято по зависимости
Пластовая температура, °С	17	17	99,7-122,3	109,4	Принято по зависимости
Геотермический градиент, °С/100м				1,86	
Дебит нефти, т/сут	57	57	60-2055	788,6	На последнюю дату
Обводненность вес., %				0	
Газовый фактор, м ³ /т				506,6	
Удельная продуктивность, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	36	36	0,000027 – 0,0374	0,0021	На последнюю дату
Гидропроводность, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	39	39	38 – 316160	14824	
Приведенный радиус, м	36	36	1*10 ⁻³⁰ – 66,51	4,18	
Пьезопроводность, 10 ⁴ м ² /с	39	39	0,0000015-0,061	0,02	
Проницаемость, мкм ²	39	39	5*10 ⁻⁴ – 1,98	0,066	

В таблице 2 приведена сравнительная характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фациальных зонах. Как видно из таблицы, толщины подобъектов резко отличаются при переходе из зоны в зону.

Таблица 2- Усредненная характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фациальных зонах

Зоны	Средняя толщина горизонтов, м		
	Башкирский	Серпуховский	Окский
Платформа	90	100	240
Марджин	120	750	отс.
Баундстоун	10	350	отс.
Склон	40	200	50

Для оценки параметров коллектора в различных фациальных зонах была проанализирована выборка гидродинамических исследований, выполненных по скважинам месторождения Тенгиз за период разведки и разработки. Такие параметры как проницаемость, гидропроводность и продуктивность скважин (параметр удельной продуктивности скважины не исследовался, так как в него вносится некоторая доля условности при использовании работающей мощности по PLT) осреднялись для максимальных и минимальных значений по группам скважин, попавших в те или иные фациальные зоны [5].

Платформа

Проницаемость оценивалась по 23 скважинам с диапазоном от 0,00059 до 0,1055 мкм² при среднем значении 0,0027 мкм². Средняя величина гидропроводности составила $1274 \frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ (23 определения).

Коэффициент продуктивности на последнюю дату определялись по 27 скважинам, средняя величина которого при этом принята равной 0,41 т/сут /МПа.

Борт

Среднее значение фильтрационной характеристики по результатам 11 определений равняется 0,0307 мкм². Величина гидропроводности менялась от 788 до 35343 $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ при среднем значении $12893 \frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ (11 определений).

Коэффициент продуктивности по результатам исследований варьировался от 0,118 до 5,6 т/сут /МПа при среднем значении 1,92 т/сут / МПа (20 определений).

Склон

Наименее изученным по результатам гидродинамических исследований является данная фациальная зона – 5 определений проницаемости, средняя величина которой составляет 0,4382 мкм²; 5 определений гидропроводности, изменяющейся от 1083 до $316160 \frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ при среднем значении $81401 \frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$. Максимальное значение гидропроводности отмечено по скв. Т-10. Очевидно, что при такой гидропроводности величина продуктивности по данной зоне превышает аналогичную характеристику других фациальных областей. По результатам 11 определений среднее значение коэффициента продуктивности для условий склоновой части месторождения составило 3,13 т/сут / МПа при разбросе значений от 0,06 до 14,95 т/сут / МПа.

Литература

1. Гидродинамические модели Тенгизского коллектора для оценки эффективности закачки сырого газа в пласт. С.Г. Джонсон, Д. Дексеймер, Л.М. Роу, Р.Д. Сустакоски. Хьюстон, 2002 г.
2. Н.П. Лебединец. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. «Наука». М. 1997. 396 с.
3. Далецкий В.М. Обобщение опыта экспериментального исследования гидродинамического и теплового режимов работы разветвленных промысловых систем сбора продукции скважин для совершенствования методов их расчета и проектирования С.Н.Т. Современные методы разработки, эксплуатации и обустройства нефтяных месторождений, вып. 58, Самара, 2009 г.
4. Уточненные технологические показатели разработки продуктивного пласта месторождения Тенгиз. Гипровостокнефть, 2003 г.
5. Тенгизское месторождение. Отчет по гидродинамической модели коллектора, 2002 г. Разработка месторождения на естественном режиме. Составлен для пересчета запасов в 2012 г. Тенгизшевройл, Тенгиз, Казахстан, июнь 2012 г.

ГАЗСҰЙЫҚТЫҚ ҚОСПАСЫНЫҢ ЕРЕКШЕ ӨЗГЕШЕЛІКТЕРІ

Р.Т. Сулейменова, А.С. Каримова, Т. Аманқосов, Н. Сағитжанов

Қ.Сәтпаев атындағы ҚазҰЗТУ докторанты, С.Утебаев атындағы МЖГУ ф-м.ғ.к, доцент,
С.Утебаев атындағы МЖГУ 2 курс магистрантары

Сұйықтықтағы газдың дисперстігі деп сұйықтық көлемінде таралған газ көпіршіктерінің өлшемімен сипатталатын газ фазасының ұсақталу дәрежесін атайды. Газ бен сұйықтықтың көлемдік қатынасына байланысты дисперстік орта сұйықтық (газ көпіршіктері сұйықтық көлемінде таралған) және газ (сұйықтық тамшылары газ көлемінде таралған) болып табылуы мүмкін. Бірінші жағдайда дисперстік фаза газ, екіншісінде – сұйықтық болып табылады.

Түйінді сөздер: газ мөлшері, газдың болуы, дисперстік, беттік керілу. Сұйықтықта газ қозғалысының салыстырмалы жылдамдығы. Дара газ көпіршігінің қозғалысы.

Движение газожидкостных смесей по вертикальным трубам изучалось многими исследователями. Все они условно выделяют существование трех структур при движении газожидкостной смеси с плавными переходами между ними. Установлено, что структура газожидкостной смеси зависит от объемных расходов жидкой q и газовой V фаз, от газосодержания, диаметра лифта, физико-химических свойств фаз и т.д.

ГСК негізгі параметрлері: газ мөлшері (газдың болуы, газбен қанығу), салыстырмалы жылдамдық, дисперстік, беттік керілу болып табылады.

Газ мөлшері-бос газ көлемінің осы термобарилік жағдайлар кезінде (P және T) сұйықтықтың көлеміне қатынасы.

$$G = V_g / V_{ж} \quad (1)$$

Сұйық және газдың көлемін олардың көлемдік шығымдары арқылы ауыстырып (V және q) аламыз

$$G = V / q \quad (2)$$

Берілген термобарилік жағдайда газ көлемінің қоспаның жалпы көлеміне қатынасы $\beta_{об}$ (шынайы-ф) көлемдік газ болуы деп аталады.

$$\beta_{об} = \varphi = V_g / V_g + V_{ж} \quad (3)$$

Егер газ көлемінің V_g және сұйық көлемінің $V_{ж}$ орнына көлемдік V шығын мен сұйықтық q шығыны қарастырылса, онда газ болуының көлемдік шығыны β деп аталатын параметр қолданылады

$$\beta = V / V + q \quad (4)$$

Берілген P және T газ массасы көлемінің қоспа массасы көлеміне қатынасы газ болуының массалық шығымы $\beta_{мр}$ деп аталады.

$$\beta_{мр} = V \rho_g / V \rho_g + q \rho_{ж} \quad (5)$$

$$\text{Шынайы газ болуы: } \varphi = \int_V / \int_{ж} \quad (6)$$

Мұнда сұйықтық және газ фазалары орналасқан қима ауданы газ мөлшері мен газдың болуының өзара байланысы

$$\beta = G / I + G, \beta_{мр} = G / \rho_{ж} / \rho_g + G \quad (7)$$

Сұйықтықтағы газдың дисперстігі деп сұйықтық көлемінде таралған газ көпіршіктерінің өлшемімен сипатталатын газ фазасының ұсақталу дәрежесін атайды. Газ бен сұйықтықтың көлемдік қатынасына байланысты дисперстік орта сұйықтық (газ көпіршіктері сұйықтық көлемінде таралған) және газ (сұйықтық тамшылары газ көлемінде таралған) болып табылуы мүмкін. Бірінші жағдайда дисперстік фаза газ, екіншісінде – сұйықтық болып табылады. [1 және 2].

ГСК қозғалу жағдайының өзгеруі шашыраңқылықтың өзгеруіне әкеледі. Бұл газ көпіршіктерінің бірігуі- коалесценция нәтижесінде іріленуі және олардың мейлінше уаққа ұсақталуы – бытырауы.

Фазалардың арасындағы беттік керілу фазалардың бөліну шегінің ұзындығын құруға және газ фазасының шашыраңқылығын ұлғайтуға арналған энергетикалық шығындарды сипаттайды.

Сұйықтықта газ қозғалысының салыстырмалы жылдамдығы Лифтте газсұйықтық қоспасының қозғалу процесі канал (кұбыр) қабырғасына салыстырмалы сұйық және газ фазаларының қозғалысымен ғана емес, сұйыққа салыстырмалы газ фазасының қозғалысымен де байланысты.

Егер сұйық фазаның дәл орташа қозғалыс жылдамдығын $v_{ж}$ арқылы белгілесе, ал газ көпіршіктерінің орташа қозғалысының дәл жылдамдығын $v_{г}$ арқылы белгілесе, онда Архимед күшінің пайда болу нәтижесі болып табылатын v_o салыстырмалы жылдамдығы келесідей түрде анықталады: - ГСК үдемелі қозғалысы үшін – ГСК бәсеңдейтін қозғалысы үшін.

- ГСК үдемелі қозғалысы үшін:

$$v_o = v_{г} - v_{ж} \quad (8)$$

- ГСК бәсеңдейтін қозғалысы үшін:

$$v_o = v_{ж} - v_{г} \quad (9)$$

Архимед күші газ көпіршігінің көлемімен және сұйықтық пен газ тығыздықтарының айырмашылығымен анықталады. Салыстырмалы жылдамдық архимед күшінің функциясы ғана емес, сұйықтық қозғалысқа кедергі келтіретін – газ көпіршігінің өлшеміне, оның қозғалысы жүретін сұйықтықтың тұтқырлығына және бөліну бетінің физикалық қасиетіне байланысты болатын кедергі күшінің де функциясы болып табылады. [1 және 2].

Дара газ көпіршігінің қозғалысы Сұйықтықтағы шар тәрізді денелердің қозғалысын көптеген зерттеушілер зерделеді. Атап айтқанда, Рейнольдстің аз саны кезінде сұйықтықтағы дара дөңгелек қатты дененің қозғалыс жылдамдығы Стокс формуласымен анықталады. Бұл формула қозғалмайтын сұйықтықта шағын көлемді газ көпіршігінің жүзу жылдамдығын анықтау үшін қолданылуы мүмкін - v_{∞} :

$$v_{\infty} = \frac{2}{9} g R_{п}^2 \frac{(\rho_{ж} - \rho_{г})}{\mu_{ж}}, \quad (10)$$

мұнда g – еркін түсу үдеуі, m/s^2 ; R_n - газ көпіршігінің радиусы ($R < 0,05$ см), м; $\rho_{ж}, \rho_{г}$ - сәйкесінше газ және сұйықтық тығыздығы, kg/m^3 ; $\mu_{ж}$ - сұйықтық динамикалық тұтқырлығы, Па·с.

Қозғалмайтын сұйықтықта газ көпіршігі өзгермелі жылдамдығы үлкен сандар үшін Рейнольдс саны В. Г. Левича формуласы бойынша анықталуы мүмкін

$$v_{\infty} = \frac{2}{9} g R_{п}^2 \frac{(\rho_{ж} - \rho_{г})}{\mu_{ж}}, \quad (11)$$

Арнайы жүргізілген тәжірибелер сұйықтықта беттік-белсенді заттардың аз мөлшерінің болуы газ көпіршігінің жүзу жылдамдығын едәуір төмендететінін көрсетті. Бұл

жағдайда газ көпіршігінің жүзу жылдамдығы фазалардың бөліну бетінің диффузиялық қабатының қалыңдығына, ББЗ диффузия коэффициентіне, көпіршік бетіндегі оның санына және көпіршікке жақын сұйықтықта шоғырлануына байланысты.

ББЗ болғанда газ көпіршігінің жүзу жылдамдығын анықтау үшін келесі формуланы пайдалануға болады:

$$v_{\infty} = \frac{2(\rho_{ж}-\rho_r)}{9\mu_{ж}} gR_{п}^2 \frac{(\mu_{ж}+\mu_r+\gamma_1)}{2\mu_{ж}+3\mu_r+3\gamma_1}, \quad (12)$$

мұнда μ_r , - газдың тұтқырлығы, Па·с; γ_1 - тұтқырлықтың өлшемдігі бар ББЗ тежегіш әсерінің сандық сипаттамасы.

Дара газ көпіршігінің жүзу процесіне әсер ететін факторлардың мұндай көп санының салдарынан зерделенетін құбылыстың бүкіл күрделілігі айқын. Көпіршіктердің көп санының салыстырмалы қозғалыс жылдамдығын (қысылған жағдайларда) анықтау үлкен күрделілік тудырады. Жүзбелі көпіршіктердің арасындағы өзара әрекеттесу олардың деформациясына және жүзу заңдылығының бұзылуына әкеледі. Осылайша, тіпті дара газ көпіршігінің сұйықтықтағы қозғалысының салыстырмалы жылдамдығын зерделеу өте күрделі міндет болып келеді.

Жалпы жағдайда газсұйықтық қоспасының қозғалысы сұйықтықта түрлі өлшемдегі газ көпіршіктерінің салыстырмалы қозғалысымен байланысты. Сондықтан бұл жағдайда салыстырмалы жылдамдық деп түрлі өлшемдегі жекелеген көпіршіктердің қозғалысының салыстырмалы жылдамдығын, немесе газ фазасының орташа салыстырмалы жылдамдығын ұғыну қажет. Түрлі өлшемдегі газ көпіршіктерінің салыстырмалы жылдамдықтарымен әрекет жасау практикалық мүмкін болмайды, сондықтан есептеулер үшін салыстырмалы жылдамдықты орта шамаға келтіру принципін табу қажет.

Алға қарай салыстырмалы жылдамдықтың лифтілеу процесінің анықтаушы параметрі болып табылатын газсұйықтық қоспасының тығыздығына әсері көрсетілетін болады. Осылайша, газдың салыстырмалы жылдамдығын орта шамаға келтіруді газсұйықтық қоспасының тығыздығының оның қозғалысының нақты процесінде және есептік схемада теңдігі негізінде келтіруге болады. Газ қозғалысының салыстырмалы жылдамдығы газсұйықтық қоспасының қозғалыс құрылымымен де байланысты.

Салыстырмалы жылдамдық сұйықтық пен газдың физикалық қасиеттеріне, газ көпіршіктерінің қысылған қозғалысына, олардың деформациясына және коалесценция және шашыраңқылық мүмкіндіктеріне, сондай-ақ көтергіш құрылғының еңіс бұрышына байланысты болады. [2].

Бір реттік газсыздандыру процесі кезінде мұнай-газдан бөлініп шығатын тығыздықты келесі формуламен есептелінеді:

$$\rho_{rt,i} = \Pi_{rt}[\rho_r - 0,0036(1 + R_i) \cdot (105,7 + U_1 R_1)\rho_{воз.}] \quad (13)$$

Π_{rt} , U_1 – коэффициенті, мына формуламен анықталады:

$$\Pi_{rt} = 1 + 0,0054(t-20), \quad (14)$$

$$U_1 = \rho_{нд} \Gamma_{0 м} - 186; \quad (15)$$

ρ_{aya} – тығыздықтың ауадғы нормаль шартты ($\rho_{aya} = 1,293 \text{ кг/м}^3$); R_i – (1.32) формуламен есептейді.

Газдың тығыздығында $P_i = 0,1 \text{ МПа}$ -ға тең.

$$\rho_{rt,i} = \Pi_{rt} \rho_r \rho_{aya}. \quad (16)$$

Бөлініп шыққан газдың тығыздыққа тәуелді температурасы $t=20^{\circ}\text{C}$ және қабаттағы температура $t_k=35^{\circ}\text{C}$. Газ құрамындағы метан $u_m=21,8\%$ құрайды.

$t=20^{\circ}\text{C}$ тексеру жүргіземіз. Алдын ала алынған (14) және (15) формуламен есептейміз:

$$\text{Ш}_{rt} = 1 + 0,0054(20 - 20) = 1. U_1 = 0,873 \cdot 35 - 186 = -155,445.$$

Сонымен қатар $\rho_{\text{нас } 20}$ келесі формула бойынша анықталады:

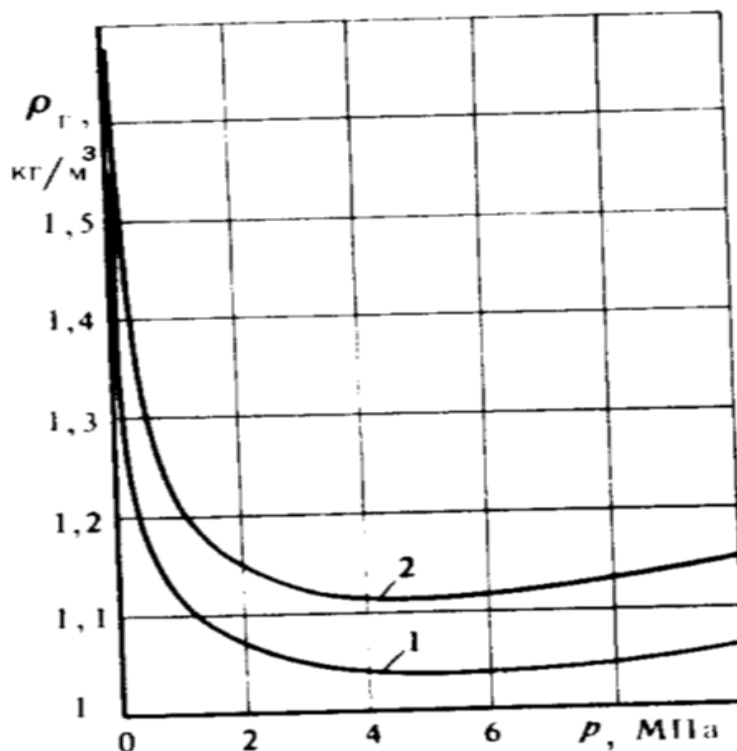
$$\rho_{\text{кан}} = 10 + \frac{20 - 35}{9,157 + \frac{701,8}{35(0,271 - 0,8 \cdot 0,235)}} = 9,94 \text{ МПа.}$$

$\rho_{\text{кан}20}$ мына мәні үшін $n_1 = 1$ ($p_1 = 9,94$) аламыз:

$$\rho_{[t]} = 1 \left[1,199 - 0,0036 \left(1 + \frac{\lg 1}{\lg(10 \cdot 9,94)} \left(105,7 - 155,445 \cdot \frac{\lg 1}{\lg(10 \cdot 9,94)} \right) \right) \right] 1,293 = 1,058 \text{ кг/м}^3.$$

Білу үшін аналитикалық есептеу жүргіземіз $n_i=0,75; 0,5; 0,25; 0,1; 0,05$ және $0,1/\rho_{\text{кан}20}$, қысымға сәйкес 7,455; 4,97; 2,485; 0,994; 0,497 және 0,1 МПа.

$t_{\text{каб}} = 35^{\circ}\text{C}$ есептеу жүргіземіз. Коэффициенті $\text{Ш}_{rt} = 1 + 0,0054 * (35-20) = 1,081$.



1-сурет. Мұнай-газдан бөлініп шыққан тығыздығына байланысты есейтейді

1 – кезінде $t = 20^{\circ}\text{C}$

2 – кезінде $t = 35^{\circ}\text{C}$

1-суретте бөлініп шыққан газдың тығыздығы 20°C және 35°C температурада көрсетілген. Суреттен көріп отырғандай бөлініп шыққан газдың тығыздығы температураға әсер етеді, және бұны пайдалану ұңғымаларында ескеру керек.

Қысымның мәні, келесі есептеулерге ρ_{rti} , сәйкес: 10; 7,5; 5; 2,5; 1; 0,5; және 0,1 МПа.

$\rho_{[t]}$ кезінде $n_1 = 1$ ($p_1 = 10$ МПа):

$$\rho_{rt1} = 1,081 \left[1,199 - 0,0036 \left(1 + \frac{lg1}{lg100} \right) \left(105,7 - 155,445 \cdot \frac{lg1}{lg100} \right) \right] 1,293 = 1,144 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Кесте 1. Келесі мән үшін n_i аналитикалық есептеу жүргіземіз. Мына мәнді аламыз:

n.....	1	0,75	0,5	0,25	0,1	0,05	
P_i , МПа	9,94	7,46	4,97	2,48	0,99	0,5	0,1
ρ_{ri} , кг/м ³ t = 20 ⁰ C болғанда	1,058	1,047	1,055	1,055	1,124	1,215	1,55
P_i , МПа	10	7,5	5	2,5	1	0,5	0,1
ρ_{ri} , кг/м ³ t = 35 ⁰ C болғанда	1,144	1,131	1,124	1,139	1,215	1,311	1,676

Қорытындылап келе дара газ көпіршігінің жүзу процесіне әсер ететін факторлардың мұндай көп санының салдарынан зерделенетін құбылыстың бүкіл күрделілігі айқын. Көпіршіктердің көп санының салыстырмалы қозғалыс жылдамдығын (қысылған жағдайларда) анықтау үлкен күрделілік тудырады. Жүзбелі көпіршіктердің арасындағы өзара әрекеттесу олардың деформациясына және жүзу заңдылығының бұзылуына әкеледі. Осылайша, тіпті дара газ көпіршігінің сұйықтықтағы қозғалысының салыстырмалы жылдамдығын зерделеу өте күрделі міндет болып келеді.

Жалпы жағдайда газсұйықтық қоспасының қозғалысы сұйықтықта түрлі өлшемдегі газ көпіршіктерінің салыстырмалы қозғалысымен байланысты. Сондықтан бұл жағдайда салыстырмалы жылдамдық деп түрлі өлшемдегі жекелеген көпіршіктердің қозғалысының салыстырмалы жылдамдығын, немесе газ фазасының орташа салыстырмалы жылдамдығын ұғыну қажет. Түрлі өлшемдегі газ көпіршіктерінің салыстырмалы жылдамдықтарымен әрекет жасау практикалық мүмкін болмайды, сондықтан есептеулер үшін салыстырмалы жылдамдықты орта шамаға келтіру принципі табу қажет.

Қолданылған әдебиеттер

1. И.Т. Мищенко Скважинная добыча нефти Учебное пособие для вузов.-М.,ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.-81бс.
2. В.И. Щуров «Технология добычи нефти и газа» М., Недра 1983.-230с.
- 3.Мищенко И.Т.Расчеты в добыче нефти М.Недра,1989.-245с.
4. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов/Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И.-М.:Недра,1984.-272с.

ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ ЖОЛДЫБАЙ

К.Б. Таласбаев

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

В данной работе анализируются результаты физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов, выполнение промыслово-геофизических исследований скважин, характеристика фонда скважин месторождения.

Ключевые слова: месторождение, физико-химические свойства, скважина, промыслово - геофизические исследования.

Бұл жұмыста қабаттық сұйықтықтар мен газдардың физикалық-химиялық қасиеттері мен құрамының нәтижелері, ұңғымалардың кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулерін орындау, кен орнының ұңғыма қорының сипаттамасы талданады.

Түйінді сөздер: Кен орны, физикалық-химиялық қасиеттері, ұңғыма, кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер.

This paper analyzes the results of physical and chemical properties and composition of formation fluids and gases, the implementation of field and geophysical studies of wells, the characteristics of the well stock of the field.

Keywords: Field, physical and chemical properties, well, field and geophysical studies.

В 1982 г. на площади Северный Жолдыбай открыты газонефтяные залежи в средней юре и выявлен газоносный горизонт в отложениях триаса. Структура расположена на соляной гряде Жолдыбай – Жолдыбай Северный – Бажир, где наименьшая глубина соляного ядра составляет 800 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, приурочены к антиклинальному поднятию, осложняющему соляной “карниз”. Глубина залегания юрских горизонтов (нефтяной и два газоносных) 620–760 м. Дебиты нефти от 7,1 до 60 м³/сут., газа до 100 000 м³/сут. при 7 мм штуцере. Месторождение передано в разработку. Месторождение Северный Жолдыбай разрабатывается с 1992 года.[1,2]

В среднеюрских отложениях установлены три продуктивных горизонта (Ю-I, Ю-II, Ю-III) и в пермтриасе (РТ-I). В настоящее время разработка месторождения ведется согласно «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения» выполненного ТОО НИИ «КМГ» в 2014 году, в котором выделено 2 объекта:

I объект – I среднеюрский нефтяной горизонт, состоящий из двух пластов

II объект – II среднеюрский газонефтяной горизонт.

Разработка Ю-III, РТ-I газовых горизонтов не предусматривалась из-за незначительных запасов газа. II объект не разрабатывается из-за получения притока воды в процессе пробной эксплуатаций. На данный момент в разработке находится I объект.

Залежи по типу природного резервуара пластово–сводовые, тектонически и литологически экранированные, водоплавающие, кроме I пласта J₂ горизонта. Пласты–коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, алевролитами и реже песчаниками.

Горизонт J₂-I

К горизонту приурочена нефтяная залежь. В результате интерпретации материалов геофизических исследований скважин и опробования горизонт разделен на 2 пласта. Общая толщина I пласта изменяется от 2,2 до 18,3 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,2 до 14,6 м. По II пласту общая толщина изменяется от 7,8 до 53,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 0,8 до 6,3 м. (Рис.1)

Пористость коллекторов горизонта по керну от 0,22-0,46 д. ед. в среднем 0,35 д. ед. Проницаемость по керну от 0,024-1,828 мкм². Плотность пластовой нефти 0,7572-0,8549 г/см³, при пластовой температуре – 28°С. Давление насыщения нефти газом 1,5 - 2,3 МПа, в среднем 2,06 МПа. Нефть в поверхностных условиях тяжелая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая. Плотность нефти в пределах 0,8425 - 0,8938 г/см³, в среднем составляет 0,885 г/см³. Кинематическая вязкость нефти в среднем составляет при 20°С 135,9 мм²/с, при 50°С – 31,1 мм²/с. Пластовые воды горизонта имеют высокую минерализацию 202,9 – 251,9 г/дм³, в среднем по месторождению составляя 230,5 г/дм³, при плотности воды 1,1482 – 1,1667 г/см³. По типу хлоркальциевый и имеют хлоридный натриевый состав. [1,3,4]

За отчетный период по горизонту добыто 24,608 тыс. тн нефти и 347,154 тыс. тн воды, с начала разработки 847,804 тыс. тн нефти и 4546,432 тыс. тн воды. Среднегодовая обводненность в пределах 91,5 % при проектной 95,1 %. Для поддержания пластового давления заводнение начато с 1994 года. Закачка ведется скважинами на I среднеюрский горизонт, за год закачено 301,873 тыс. м³ воды. С начала нагнетания закачено 4228,181 тыс. м³ воды. За счет закачки воды с начала нагнетания дополнительно добыто 37,0716 тыс. тн нефти. Компенсация отбора жидкости закачкой составляет 92 %, против проектного 92,4 %.

За 2018 год по месторождению по выполнено 34 скв/опер, дополнительно добыто 3,5758 тыс. тн нефти, при плане 14 скв/опер с добычей 2,4492 тыс. тн. На 10 скважинах проведены работы по капитальному ремонту скважин, за счет этого дополнительно добыто 1,4495 тыс. тн нефти, при плане 9 скважин с добычей 1,974 тыс. тн. Произведены работы по воздействию на призабойную зону нефтяных скважин 10 скв/опер, при плане 11 скв/опер. Вне плана проведены работы по оптимизации режима 18 скважин с дополнительной добычей 2,1263 тыс. тн нефти.

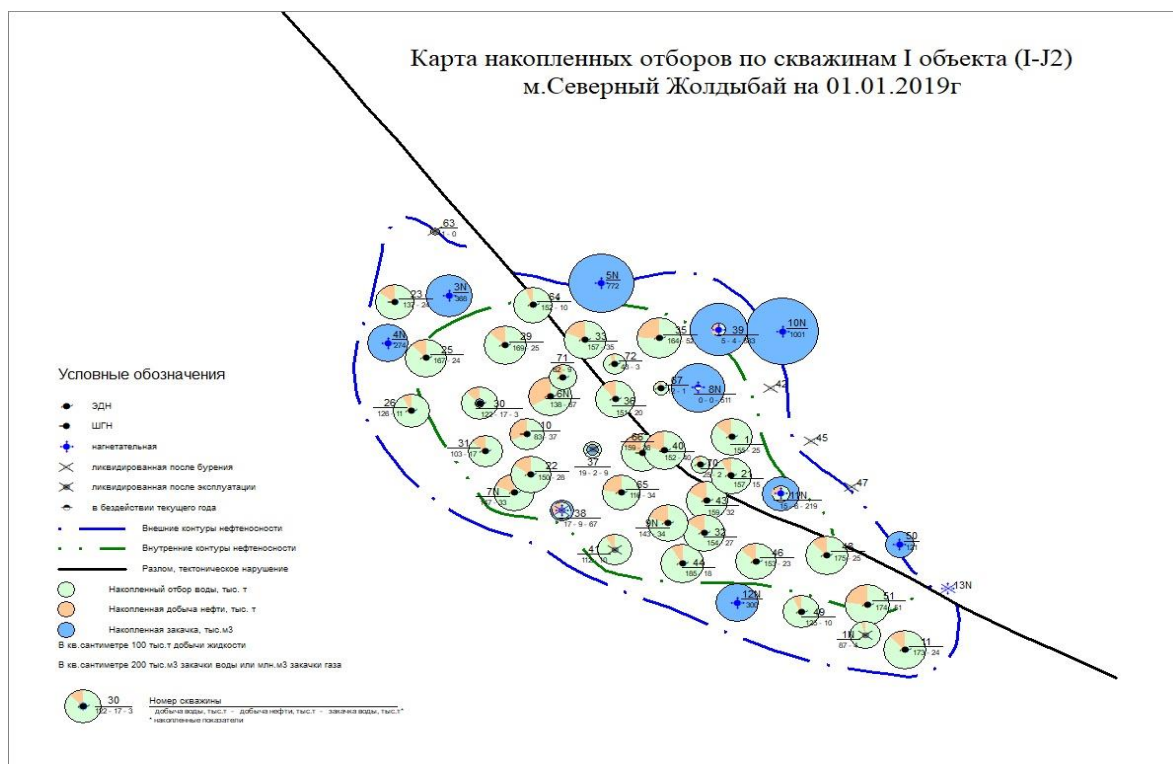


Рис. 1 – Карта накопленных отборов по скважинам I объекта (I - J2) месторождений Северный Жолдыбай на 01.01.2019 г.

Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов

Всего по месторождению Северный Жолдыбай были отобраны и проанализированы 5 глубинных и 18 поверхностных проб нефти, причем после последнего подсчета были отобраны 10 поверхностных проб нефти, из них 5 проб по горизонту J₂-II, 3 пробы по горизонту J₂-I, и по 1 пробе отобрано из установленных в этом подсчете запасов залежей.

Анализы проб выполнялись Центральной научно-исследовательской лабораторией «Казахстан-нефтекомбинат», ТОО «Каспиймунайгаз» и в лаборатории ТОО «КазНИГРИ».

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализов 18 поверхностных проб, из них горизонт J₂-I изучен по 11 пробам из 9 скважин (№№1, 3, 9, 15, 26, 32, 33, 50, 85), горизонт J₂-II - по 5 пробам из 5 скважин (№№33, 53, 54, 76, 83). Кроме того две пробы отобраны из разведочной скважины №103, при опробовании интервалов 629,5-631,0 м и 725,0-727,5 м, одна из них характеризует свойства нефти маломощного нефтяного пласта, залегающего ниже J₂-II среднеюрского горизонта, а вторая – нижнеюрского горизонта.

Горизонт J₂-I. В 2003 г. отобраны 3 пробы нефти из скважин №№50 и 85, причем наиболее полный анализ выполнен по пробе из скважины № 85.

В целом по горизонту плотность нефти изменяется от 0,8910 до 0,8996 г/см³ и среднее значение составляет 0,8932 г/см³. Вязкость определена по трем пробам из скважин №№ 50 и 85, при 20°С в среднем составляет 228,32 мПа*с. Средние значения температуры застывания -19,6°С, начала кипения 200,7°С. При разгонке нефти от 100 до 300°С содержание легких фракций выделено только в скважине №85, при 260°С количество легких фракций составляет в среднем 22,0%, а при 300°С - 34,0%. Содержание смолы в нефти составляет 13,9, парафина - 1,05, серы - 0,55 и кокса - 0,90% масс. По физико-химическим свойствам нефть относится к тяжелым, высоковязким, малопарафинистым, малосернистым, смолистым. По фракционному составу нефть относится к масляным. [2,4,5]

По горизонту J₂-II свойства нефти в поверхностных условиях в предыдущем подсчете не были изучены и приняты по аналогии с вышележащим горизонтом. На дату составления проекта отобрано и проанализировано 5 проб, по которым среднее значение плотности нефти равно 0,8817 г/см³, нефть относится к типу 3 и характеризуется как тяжелая, вязкая, малосмолистая, массовое содержание силикагелевых смол в среднем 6,93%, асфальтены отсутствуют, малосернистая, массовое содержание серы 0,13%, массовое содержание парафина 1,76%. Кинематическая вязкость, определенная при 20°С составляет в среднем 117,78 мм²/с

Температура застывания нефти варьирует в пределах от ниже -18°С до -20°С, и в среднем составляя -19°С, температура вспышки, определенная в закрытом тигле +102,5°С. Выход светлых фракций выкипающих до 300°С составляют в среднем 18,8% объемных.

Горизонт J₂ (ниже J₂-II). Значение плотности нефти равно 0,8632 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С составляет 34,34 мм²/с. Температура вспышки - 97°С, температура застывания -35°С, начала кипения - 195°С. Выход светлых фракций выкипающих до 300°С составляет 38% объемных. Нефть содержит смолы - 3,98; парафина - 4,22; серу - 0,08 и кокса - 0,60% масс.

Нефть горизонта J₁ характеризуется как легкая (0,8096 г/см³), малосернистая (0,02), малосмолистая (2,08), малопарафинистая (1,0). Кинематическая вязкость при 20°С составляет 5,41 мм²/с. Температура ниже - 10°С, температура застывания ниже -20°С, начала кипения 80°С. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°С составляет 61% объемных.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях изучены по 5 пробам из скважин №№ 54, 85 и 103, отобраным в 2009 г.

Горизонт J₂-I. Из интервала опробования 535,8-537,6; 540,3-541,0 м скважины №85 отобраны и исследованы две глубинные пробы. По результатам анализа плотность нефти при 20°С варьирует от 0,8795 до 0,8781 г/см³, и в среднем составляет 0,8788 г/см³. Давление насыщения варьирует от 1,02 до 1,06 МПа при пластовом давлении 4,53 МПа. Средний

коэффициент сжимаемости $29,06 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Среднее значение газосодержания составляет $6,8 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент в среднем составил 1,019 доли ед. Вязкость нефти - $106,24 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Усадка нефти в среднем составляет $1,87\%$..[1,2,3]

Горизонт J₂-II. По результатам анализа двух проб со скважины №54 (556,3-563,0 м) плотность пластовой нефти в среднем составила $0,8705 \text{ г/см}^3$. При замеренном пластовом давлении $4,47 \text{ МПа}$, максимальное давление насыщения газом меняется в пределах от $0,94$ до $0,97 \text{ МПа}$, и в среднем составляет $0,955 \text{ МПа}$. Средний коэффициент сжимаемости $17,82 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Газосодержание в среднем составило $2,8 \text{ м}^3/\text{т}$, при варьировании от $2,73$ до $2,87 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент колеблется в небольших пределах от 1,041 до 1,0145 доли ед. Вязкость пластовой нефти составила $61,89 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Усадка нефти также изменяется в небольших пределах и в среднем равна $1,41\%$.

Горизонт J₁. Со скважины №103 отобрана одна проба нефти с глубины 750 м , где нефть легкая, плотность нефти равна $0,7875 \text{ г/см}^3$, а пластовое давление - $7,21 \text{ МПа}$. Давление насыщения газом $4,42 \text{ МПа}$. Средний коэффициент сжимаемости $52,67 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Газосодержание равно $33,66 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент - 1,080 доли ед. Динамическая вязкость $5,56 \text{ МПа} \cdot \text{с}$. Усадка нефти $9,75 \%$.

Товарная характеристика нефти по показателю плотности является средней ($0,8747 \text{ г/см}^3$), малосернистая, парафинистая ($3,48\%$), температура застывания минус 20°С .

Товарная нефть месторождения по КР СТ 1347-2005 ГОСТ Р 51858-2002, MOD обозначается следующим шрифтом: «1.2.1.0. СТ РК-2005», т.е. с массовой долей серы $0,29$ (класс - 1); с плотностью при 20°С - $0,8662 \text{ г/см}^3$ (тип - 2); концентрация хлористых солей - 77 мг/дм^3 и массовой долей воды - 0% (группа - 1); при отсутствии сероводорода (вид -0).

Анализируя все исследования флюидальной системы, проведенные с 2003 по 2013 г, можно установить, что различие в свойствах пластовой нефти не наблюдается и компонентная флюидальная модель вполне обоснована.

Состав и свойства растворенного в нефти газа

Пробы со скважин №№85 и 54 характеризуют свойства растворенного газа среднеюрских горизонтов соответственно J₂-I и J₂-II, а по пробе с разведочной скважины №103 оцениваются состав и свойства попутного газа нижнеюрских отложений.

В целом нефтяной газ месторождения Северный Жолдыбай можно охарактеризовать как метановый, с небольшим содержанием пропан-гексановых фракций. В растворенном газе среднеюрских горизонтов содержание метана колеблется от $98,09\%$ (J₂-II) до $98,80 \%$ (J₂-I), наличие этана в газе варьирует от $0,45\%$ до $0,99\%$, а пропан содержится в пределах $0,07-0,31\%$.

Попутный газ нижнеюрских отложений характеризуется пониженным, по сравнению с вышележащими среднеюрскими горизонтами содержанием метана ($88,80\%$), но более повышенным значением этана $6,09\%$. Содержание пропана составляет $0,28\%$.

Проба со скважины №103 также характеризуется повышенным значением азота и углекислого газа (по сравнению со значениями в скважин №№54 и 85).

Сероводород в газе отсутствует. Плотность газа по воздуху колеблется от $0,564$ до $0,626$.

Характеристика фонда скважин

Месторождение находится в пробной эксплуатации (согласно Дополнения №2 к ППЭ, 2011 г.). По прогнозным показателям пробной эксплуатации был предусмотрен: фонд добывающих скважин в количестве 13 единиц в 2011 г., 15 единиц в 2012 г. и 14 единиц в 2013г.; фонд нагнетательных скважин в количестве 4-х единиц. (Рис.2)

Пробная эксплуатация месторождения начата в 2004 г.

Весь пробуренный фонд скважин составил 72 единицы.

По состоянию на 01.01.2019 г. всего на балансе по месторождению Северный Жолдыбай числятся скважин:

- Действующий фонд – 32 скважин;
- в том числе в работе – 32 скважин;
- в нагнетательном фонде - 9 действующих скважин (№№ 3н,4н,5н,8н,10н,11н,12н,39,50).
- в наблюдательном фонде – 2 скважины (№№ 1,37);
- в ликвидированном фонде - 29 скважин (№№ 1,3,5,7,10,12,14,15,16,18,25,26,27,30,41,52,55,81,104,105), из них две скважины ликвидированы по техническим причинам (№№ 52,81), остальные скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Скважины эксплуатируются механизированным способом с помощью ШГН-3 скважины, электровинтовым насосом – 29 скважин. Скважины действующего фонда снабжены приводами штанговых глубинных насосов (станками качалками) типа 4СКЗ – 1 скважина, СК-5 – 1 скважина, ПНШ 6 – 1 скважина.

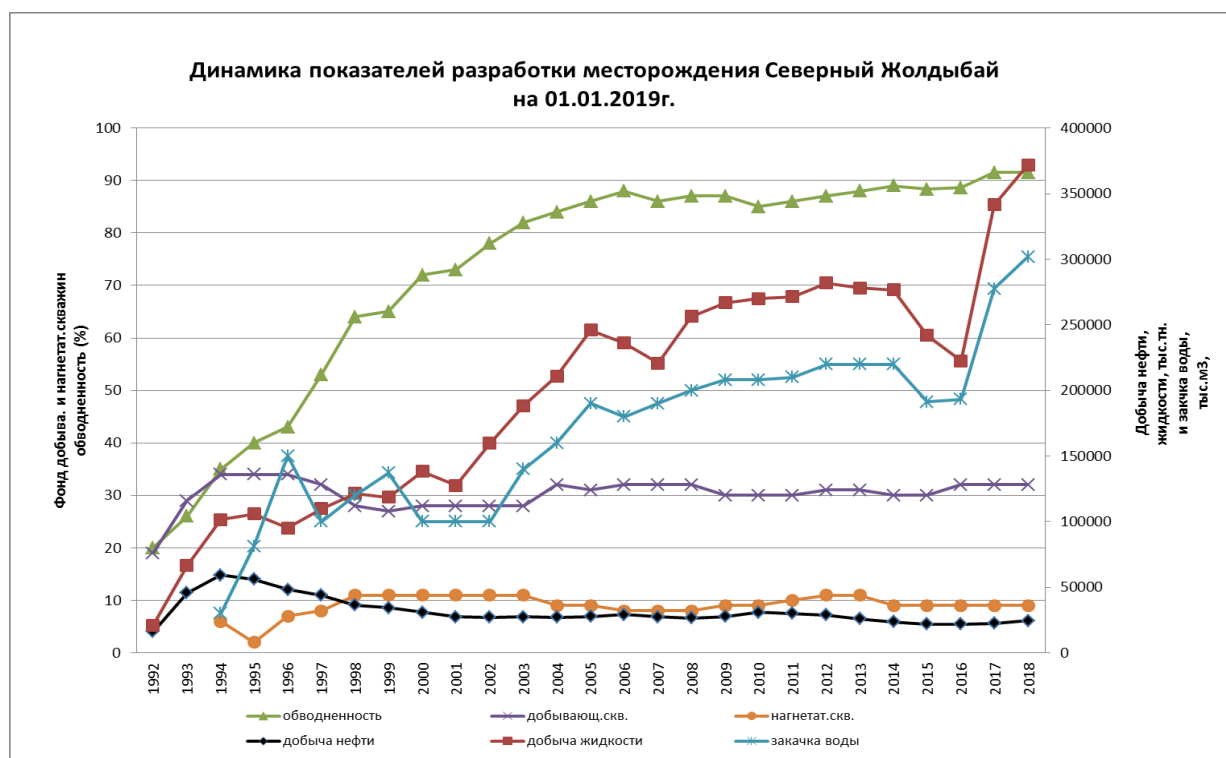


Рис. 2 – Динамика показателей разработки месторождения Северный Жолдыбай на 01.01.2019 г.

Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин

Для контроля за состоянием разработки месторождений и определения технического состояния скважин по месторождению Северный Жолдыбай за 2018 год выполнены 6 скв/опер, при плане 6.

Основными видами исследования, проведенные на скважинах месторождений, является определение ВНК, нефтеводонасыщенности, источника обводненности стандартным методом (НГК, ИННК, ГК), исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, перфорация, определение профиля притока и поглощения. [3,4]

По результатам интерпретации геофизических исследований проведены ряд геолого-технических мероприятий. По месторождению Северный Жолдыбай на 2 скважинах (№№ 36, 64) проведены ВНК и тех.состояние колонны, на 2 скв. (№№ 5н, 8н) – тех. состояние, на 2 скв. (№№ 8н, 5н) - определение профиля поглощения.

Выводы и предложения по улучшению разработки нефтяных месторождений.

По уточненному проекту разработки ТОО «Каспиймунайгаз» по месторождению Северный Жолдыбай пробурено в 2010-2011гг. 6 скважин (№№ 67, 68, 69,70, 71, 72) по 2 добывающих скважины в год. Проектный дебит по новым скважинам принят 4 тн/сут. В 2012 году пробурены две скважины №71,72. Среднесуточный дебит скважины №71-2,3 тн/сут, скважины №72-1,3 тн/сут.

На основании ДУПР месторождения Северный Жолдыбай по договору №27-5-105И от 20.01.2015г пробурено 6 новых скважин (№№ 68, 74, 75 - на 1-блок и №№ 67, 69, 70 - на 2-блок). В 2016 году пробурено 2 эксплуатационные скважины. Намечаемыми проектными скважинами будут вскрыты объекты среднеюрского горизонта.

На основании Авторского надзора за реализацией дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Северный Жолдыбай, 2016год по договору №27-5-1126-И от 06.07.2016 года рекомендовано доп. прострел по 10 скважинам, увеличение количества геолого – технических мероприятий по изоляции водопритока, бурение эксплуатационной скважины №75.

С целью улучшения системы разработки объектов, повышения эффективности закачки воды, увеличения темпов отбора нефти и конечной нефтеотдачи пластов рекомендуются:

Подбор геологических и технологических мероприятий для увеличения и стабилизации добычи нефти;

Определение причин и характера обводненности разрабатываемых горизонтов;

Подбор эффективных параметров работы глубинных насосов;

Определение эффективности закачки для поддержания пластового давления и отборов жидкости с целью увеличения выработанности, темпа отбора для достижения проектных коэффициента нефтеотдачи.

Литература

1.Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа продуктивного горизонта Ю-1 месторождения Сев.Жолдыбай, 2013 г, ТОО НИИ «КМГ» Протокол ГКЗ РК №1369-13-У от 20.12.13 г.

2.Дополнение к уточненному проекту разработки мест. Сев.Жолдыбай, 2014г, ТОО НИИ «КМГ» Заключение КомГео №27-5-105-И от 20.01.2015г.

3.Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту разработки мест. Сев.Жолдыбай, 2016г, ТОО НИИ «КМГ» Заключение КомГео №27-5-1126-И от 06.07.2016г.

4.Голик В.И. Подземная разработка месторождений: Учебное пособие / В.И.Голик. – М.: Инфра – М.2017.

5. Голик В.И. Разработка месторождений полезных ископаемых: Учебное пособие / В.И.Голик. – М.: Инфра – М.2019.

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ФОНДА И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН КАРАЧАГАНАКЧКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.К. Шалмуқанов

НаО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева»
Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

В данной статье приведены анализ скважинного фонда и сведения по дебиту скважин на Карачаганакском месторождении

Ключевые слова: Карачаганакское месторождение; фонд скважин; дебит скважин по объектам.

Бұл мақалада Қарашығанақ кен орнында ұңғымалар фонды және олардың өнімділігі бойынша мәлімет берілген

Түйінді сөздер: Қарашығанақ кен орыны, ұңғыма фонды, объекттер бойынша ұңғымалардың өнімі

This article provides an analysis of the well stock and information on the flow rate of wells in the Karachaganak field.

Key words: Karachaganak field; well stock; well flow rate by facilities.

Данная работа является частью исследовательской работы по изучению и определению путей увеличения проницаемости призабойной зоны скважин месторождения Карачаганак.

Месторождение Карачаганак расположено в северной части бортовой зоны Прикаспийской впадины на территории Западно-Казахстанской области и имеет большое значение для развития промышленности Республики Казахстан в целом.

Характеристика фонда скважин. По состоянию на исследуемый период общий фонд пробуренных скважин на месторождении Карачаганак составляет 395. На балансе «Карачаганак Петролеум Оперейтинг б.в.» (КПО б.в.) находятся 272 скважины. Остальные 123 скважины числятся: ликвидированными – 98 скважин, на балансе АО «Аксайгазсервис» – 6 скважин, на балансе института ядерной физики - 18 скважин, на балансе АО «Конденсат» – одна скважина. Характеристика фонда скважин по данным отчетности КПО б.в. по состоянию на исследуемый период приведена в таблице 1. При составлении отчетной формы КПО б.в по структуре фонда, распределение скважин по объектам разработки производится в соответствии со вскрытыми в скважинах интервалами перфорации или открытого ствола.

Таблица 1 - Структура фонда скважин, находящихся на балансе КПО б.в.

Категории скважин	Количество скважин по вскрытым объектам							
	Надпрод. отложения	I	I+II	II	II+III	I+II+III	III	Всего
1. Фонд добывающих скважин		5	1	15	42		66	129
1.1 Действующие				11	30		54	95
<i>в том числе в работе</i>				11	30		52	93
<i>во временном простое</i>							2	2
1.2 Бездействующие		5	1	4	12		12	34
<i>в том числе в ожидании обвязки с промысловой линии после бурения и КРС</i>				1	3		6	10
<i>в ожидании КРС</i>				1	2		2	5
<i>остановленные по технологическим причинам</i>		5	1					6
2. Фонд				17				17

нагнетательных скважин								
2.1 Действующие				17				17
<i>в том числе в работе</i>				17				17
3. В консервации	2	14	2	4	1			23
4. Наблюдательные		2			1		2	5
5. Специальные								91
<i>в том числе наблюдательные на Т и верхнюю Р</i>								6
<i>зоны техногенной загазованности</i>								36
<i>зона суффозионно-карстовых образований</i>								4
<i>водозаборные для технических нужд</i>								9
<i>промсточные</i>								36
6. В ожидании ликвидации				1	2			3
7. В КРС и бурении		1					3	4
<i>7.1 в КРС</i>		1					1	2
<i>7.2 в бурении</i>							2	2
Всего на балансе КПО б.в.								272

На исследуемый период добывающий фонд содержит 129 скважин. В 2017 году введены в эксплуатационный фонд после бурения 5 скважин (9838, 9839, 9840, 9841 и 9843). Из них действующие добывающие 2 скважины 9838 и 9839 (скв. 9839 во временном простое).

В действующем фонде добывающих скважин числятся 95 скважин. (93 скважины в работе, 2 скважины - во временном простое).

I объект не эксплуатируется согласно проектному решению. Распределение фонда действующих скважин по остальным объектам следующее:

- II объект – 11 скважин, все вертикальные;
- II+III объекты - 30 скважин, все вертикальные, кроме скв. 209 – горизонтальной одноствольной;
- III объект – 52 скважины, из них: 19 – вертикальных и 33 горизонтальных (22 - одноствольные, 5-с пилотным вертикальным/наклонно-направленным (изолирован) стволом, 4 - 2-х ствольные, 2 - 3-х ствольные).

На исследуемый период в работе находилось 93 добывающих скважины, эксплуатирующих II, III объекты и с совместной эксплуатацией этих объектов. При эксплуатации скважин КПО б.в. руководствуется установленным ограничением по дебиту жидких УВ: не более 900 т/сут стабильных жидких УВ (1000 т/сут нестабильных) для вертикальных скважин и не более 2000 т/сут стабильных жидких УВ (2200 т/сут нестабильных) для горизонтальных скважин.

В таблицах 2 и 3 представлено распределение скважин по средним значениям дебитов, согласно декабрьскому рапорту добычи КПО б.в. (отчетность приводится по газу сепарации и нестабильным жидким УВ).

Таблица 2 - Распределение скважин по дебиту газа

Объект	Параметры	Диапазон дебита газа сепарации (тыс.куб.м/сут)	Всего
--------	-----------	------------------------------------------------	-------

		Менее 500	500-1000	Более 1000	
		Количество скважин в добыче			
II	Количество скважин	4	4	3	11
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	340	742	1244	750
II+III	Количество скважин	11	13	6	30
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	245	733	1211	683
III	Количество скважин	29	15	8	52
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	250	704	1497	580

Таблица 3 - Распределение скважин по дебиту газа жидких УВ

Объект	Параметры	Диапазон дебита нестаб. жидких УВ (т/сут)			Всего
		Менее 500	500-1000	Более 1000	
		Количество скважин в добыче			
II	Количество скважин	9	2	-	11
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	275	516	-	322
II+III	Количество скважин	26	4	-	30
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	313	627	-	358
III	Количество скважин	34	14	4	52
	Средний дебит, тыс. куб.м/сут	264	673	1328	452

Как видно из таблицы 2, отдельно разработка II объекта ведется 11 скважинами. Средний дебит газа сепарации составил 750 тыс.м³/сут при диапазоне изменения от 142 тыс.м³/сут по скважине 320 до 1509 тыс.м³/сут по скважине 328. Из 11 скважин с дебитом газа до 500 тыс.м³/сут эксплуатировали 4 скважины, с дебитом от 500 до 1000 тыс.м³/сут – также 4 скважины и 3 скважины (243, 328 и 710) – с дебитом более 1000 м³/сут.

Средний дебит нестабильных жидких УВ по скважинам II объекта составил 360 т/сут, при этом диапазон изменения составил от 104 т/сут по скважине 320 до 528 т/сут по скважине 243. 9 скважин работали с дебитом до 500 т/сут и 2 (243 и 710) – с дебитом 504-528 т/сут.

Совместно II и III объекты разрабатывают 30 скважинами. Средний дебит газа по ним изменяется от 62 тыс.м³/сут по скважине 340 до 1422 тыс.м³/сут по скважине 233, в среднем составляет 683 тыс.м³/сут. Дебит нестабильных жидких УВ в среднем составляет 358 т/сут, при этом изменяется от 100 т/сут по скважине 803 до 685 т/сут по скважине 233.

III объект в декабре 2017 года эксплуатировали 52 скважинами. Средний дебит газа по ним изменялся от 90 тыс.м³/сут по скважине 910 до 1910 тыс.м³/сут по скважине 9805, в среднем составлял 580 тыс.м³/сут. Средний дебит нестабильных ЖУВ составлял 452 т/сут при диапазоне изменения от 85 т/сут по скважине 430 до 2092 т/сут по скважине 9834. С дебитом более 1000 т/сут (стабильных 900 т/сут) эксплуатировали 4 скважины III объекта.

В 2017 году ввели в эксплуатацию после бурения 2 скважины (9837 и 9838) и 2 скважины - после бурения боковых горизонтальных стволов (9813 и 9616D). Дебит нестабильных жидких УВ по скважинам 9837 и 9838 в конце года составлял 595 и 707 т/сут, соответственно. Дебит по скважинам 9813 и 9816D составлял, соответственно, 310 т/сут и 314 т/сут.

Литература

1. Геологический отчет об итогах производственной деятельности КПО б.в.,г.Аксай за 2018 год.
- 2.Технологическая схема разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, 2018г. г. Аксай
- 3.Техника безопасности и охрана окружающей среды. КПО б.в., Аксай 2018 год.
- 4.https://ru.wikipedia.org/wiki/Карачаганакское_нефтегазоконденсатное_месторождение.

ПРИМЕНЕНИЕ УШГН И ТЕХНИКА - ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖАНАЖОЛ

А.Н. Бекесов, Ж.Б. Шаяхметова

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

Задачей данной статьи является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

Ключевые слова: установка штанговой глубинный насос, горизонт, глубинные оборудования, фонтанная арматура, проектные данные, насосно-компрессорные трубы.

Мақаланың мақсаты жобалық даму көрсеткіштерінің орындалуының техникалық мүмкіндіктерін бағалау және арнайы жобалау, технологиялық шешімдерді анықтау болып табылады.

The objective of this article is to assess the technical possibilities for the implementation of project development indicators and to determine the absence (or presence) of real complications that require special design and technological solutions.

Открытие и ввод в промышленную разработку подсолевых залежей нефти, расположенных на глубинах 3500.4500 м, связаны с большими осложнениями в эксплуатации добывающих скважин.

Высокий газовый фактор добываемой нефти и присутствие сероводорода и парафина в еще большей степени осложняют эксплуатацию скважин и снижают их межремонтный период. При этом коэффициент подачи установок может снизиться до величин 0,05.0,1, а частота отказов насосных штанг из-за коррозионно-усталостного разрушения может достичь 2-3 раз в год и более

К наиболее характерным в этом плане относится нефтяное месторождение Жанажол. Сложное построение продуктивных пластов, их литологическая зональная и слоистая неоднородность явились причиной низкой эффективности заводнения залежи. При этом часть фонда скважин имеет низкие дебиты и забойные давления. Современное состояние разработки и эксплуатации этого месторождения привело к необходимости массового перевода с фонтанной эксплуатации на механизированную - с применением штанговых насосов. Другая часть фонда скважин переведена на газлифтный способ эксплуатации.

На месторождении Жанажол по состоянию на 01.08.2015г. в пробной эксплуатации находятся 6 горизонтов: 3 горизонта (J2-I, J2-II, J2-III) основного поля и 3 горизонта (J2-II, J2-III, T2-I) западного поля. Состояние фонда и распределение скважин по способам эксплуатации по состоянию на 01.08.2015 г. Отображено в таблице 1.

Таблица 1 - Фонд скважин месторождения Жанажол по состоянию на 01.08.2015г.

№№ п/п	Наименование	Категория	Основное поле			Западное поле			Всего по месторождению
		Горизонты	J ₂ -I	J ₂ -II	J ₂ -III	J ₂ -II	J ₂ -III	T ₂ -I	Кол-во скв., ед
1	Фонд добывающих скважин	Действующие:	4	3	2	3	1	1	13
		УШГН	4	3	2	3	1	1	13
		в освоении:						1	1
		в бездействии:	3	2					5
		Всего:	7	5	2	3	1	2	19
2	Фонд поглощающих скважин	Действующие:			1				1
		в бездействии:							
		Всего:			1				1
3	Ликвидированные		4						4
4	Всего пробурено:		7	5	3	3	1	2	24

На дату составления проекта добывающий фонд скважин составляет 19 скважин (100%), из них, в действующем фонде - 13 скважин (68%), в бездействующем фонде – 5 скважин (26%) и одна скважина (6%) находится в освоении. Причиной бездействия в скважинах послужила высокая обводненность добываемой продукции.

Поглощающий фонд скважин составляет одну скважину А-4, целью которого является утилизация попутно добываемой воды.

Обоснование и выбор способа добычи в рамках Технологической схемы разработки месторождения Жанажол проводится на основании анализа данных пробной эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и проектных показателей разработки.

В период пробной эксплуатации устья скважин были оборудованы фонтанными арматурами типа АФК-65х21, которые рассчитаны на рабочее давление 210 атм, размерами проходного сечения ствола «ёлки» 65 мм. По числу спускаемых лифтовых труб - «однорядный». Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом, в частности оборудованы штанговыми глубинно-насосными установками (УШГН). Режим работы действующих скважин: коэффициенты подачи штанговых скважинных насосных установок изменяются в широких пределах: скважины работают с коэффициентом подачи от 0,067 до 0,338. При таких параметрах из скважин УШГН отбирается от 0,1 до 1,3 м³/сут. жидкости. Обводненность продукции изменяется по скважинам от 1 до 65 %. Выбор способов добычи и режимов эксплуатации скважин месторождения определяется в соответствии с условиями разработки по рекомендуемому варианту Эксплуатация скважин штанговыми глубинно-насосными установками (УШГН). На дату составления проекта на месторождении все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом с применением УШГН.

Наземными приводами УШГН служат станки-качалки типа – СК-3-1,2-630 грузоподъемностью 3 т, достаточной для условий эксплуатации насосных скважин. Наземное и подземное оборудование УШГН отвечает условиям эксплуатации: станки-качалки соответствуют фактическим нагрузкам на головку балансира; компоновка колонн НКТ и штанг по пропускной способности и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам; глубинные насосы по типоразмеру соответствуют продуктивности скважин; насосы спущены на глубину, соответствующую условиям эксплуатации скважин с учётом осложняющих факторов.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения типов НН2Б и НН2Б-57 с цельным безвулочным цилиндром.

Серьезным фактором, осложняющим работу УШГН, является содержание в откачиваемой продукции механических примесей (песка). Кроме того, чрезмерное количество песка в продукции приводит к осаждению части его на забое скважин, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности (так называемые пескообразующие скважины). Избежать разрушения пород можно уменьшением дебита до определенного допустимого уровня, при этом уменьшается скорость фильтрации, депрессия давления и как следствие, напряжения в породе. Однако если эксплуатация скважин при таких режимах окажется экономически нерентабельной, необходимо использовать средства механического задержания песка.

Механические средства защиты наиболее простейшие, наиболее систематически осуществляемый метод борьбы с песком. Для этой цели можно использовать проволочные, щелевые, подвесные гравийные и намывные подвесные гравийные фильтры. Трубные фильтры спускаются в скважину на обсадной трубе или с помощью НКТ внутрь обсадной колонны. Гравийные фильтры могут быть созданы на поверхности (слой гравия фракций 4-6 мм в зазоре 20-25 мм между двумя концентрическими перфорированными трубами) и в скважине (намыв слоя частиц за стенки перфорированной трубы). Для хорошего задержания частиц, составляющих скелет породы, необходимо, чтобы D_{50}/d_{50} и $\delta < D_{100}$.

D_{50} и D_{100} диаметры зерен гравия, соответствующие 50% и 100%-ной точкам гранулометрической кривой распределения диаметров; d_{50} – аналогично диаметр зерен песка; δ – раскрытие щели трубы.

Из известных тепловых методов в настоящее время наиболее распространенным является обработка горячей нефтью ОГН. Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой УШГН. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты. Также для расплавления смол возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование отложений смол на подземном оборудовании. Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая задавка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Для защиты выкидных линий от смол возможно применение электронагревательных кабелей, повышающих температуру нефти в линии.

Заключение.

Малодобитные скважины часто характеризуются повышенной вязкостью добываемой жидкости, наличием в ней большого количества асфальтосмолистых и парафинистых веществ (АСПВ), механических примесей (песка). Такие условия эксплуатации приводят к ускоренному выходу из строя глубинного оборудования малодобитных скважин, а, в конечном счете, к снижению рентабельности добычи нефти из таких скважин. Все это вызывает необходимость разработки более совершенных способов и технических средств, обеспечивающих эффективную добычу нефти из малодобитных скважин.

Литература

1. Агамалов Г.Б. Амортизатор для штанговой колонны / Технология бурения и эксплуатации скважин / Сб.научн.трудов. Башнипинефть, Уфа, 2004, с. 211-219.
2. Атырауская область. Статистический ежегодник. Социально-экономическое развитие. Управление статистики Атырауской области, 2013г., (январь-октябрь).
3. Ибрагимов Г.И., Гасанов А.П., Аскеров К.А. К вопросу о характере возникновения открытых нефтяных и газовых фонтанов // Нефть и газ. - 1974. - №9. -с. 39-42.

4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабилов А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. учебное пособие. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

УДК 622.245.226

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛТЫКУЛЬ

А.А. Өтепов

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева»

Магистрант по специальности «Нефтегазовое дело»

В данной работе анализируются результаты физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов, выполнение геолого-технических мероприятий, эксплуатационное бурение и характеристика фонда скважин месторождения.

Ключевые слова: Месторождение, физико-химические свойства, геолого-технические мероприятия, эксплуатационное бурение, характеристика фонда скважин месторождения.

Бұл жұмыста қабаттық сұйықтар мен газдардың физикалық-химиялық қасиеттері мен құрамының нәтижелері, геологиялық-техникалық іс-шараларды орындау, бұрғылауды пайдалану және кен орнының ұңғыма қорының сипаттамасы талданады.

Түінде сөздер: Кен орны, физикалық-химиялық қасиеттері, геологиялық-техникалық іс-шаралар, бұрғылауды пайдалану, кен орнындағы ұңғыма қорының сипаттамасы.

This paper analyzes the results of physical and chemical properties and composition of formation fluids and gases, the implementation of geological and technical measures, operational drilling and characteristics of the well stock of the field.

Keywords: Field, physical and chemical properties, geological and technical measures, production drilling, characteristics of the well stock of the field.

Месторождение Алтыкуль, открытое в 1942 году представляет собой антиклинальную складку, осложненную соляным куполом. Вдоль оси соляного массива, который вытянут почти в меридиональном направлении, в надсолевом комплексе отложений протягивается грабен. Этот грабен делит надсолевые отложения на два крыла: западное и восточное. В свою очередь на западном крыле довольно отчетливо обособляются два поднятия: северное и южное. В строении крыльев наблюдается асимметричность: западное крыло значительно круче восточного и оборвано сбросом грабена.

Промышленная нефтеносность установлена на западном крыле Алтыкульской структуры в районе горста, на восточном крыле Карадунского поднятия, и на альб – сеноманском поле, прилегающем к горсту. Все продуктивные горизонты представлены преимущественно мелкозернистыми песками и изредка песчаниками, расслоенными глинами.

Свойства пластовых нефтей исследовали по пробам из нижнемеловых (неокомских) и юрских горизонтов. Нефти этих горизонтов, залегающая при невысоких пластовых давлениях, имеют низкие давления насыщения и газосодержание в три с лишним раза меньше, чем у средней нефти. Вязкость нефтей в пластовых условиях некоторых горизонтов немного выше средней, для других горизонтов, особенно неокомских и I юрского, она очень высокая.[1,2]

Нефтяное месторождение Алтыкуль приурочено к солянокупольному поднятию Карадун. Надсолевой комплекс отложений сложен породами от верхне-пермотриасовых до

современных отложениях включительно и продольными сбросами разбит на 3 крыла: западное, восточное, юго-западное. На месторождении выделяются три нефтеносных участка.

Промышленная нефтеносность связана с аптскими, неокомскими и среднеюрскими терригенными отложениями. Всего 3 объекта разработки.

I объект – апт- неокомский горизонт западного крыла, неокомский горизонт восточного крыла,

II объект - III, IV, V, VI среднеюрские горизонты западного крыла,

III объект - VII, IX среднеюрские горизонты западного крыла.

Месторождение Алтыкуль работала на естественном режиме, развитие которых сопровождалось снижением пластового давления и дебитов скважин. Высокая вязкость нефти, повышенное содержание асфальтосмолистых веществ в составе нефти, загрязнение призабойной скважины, оказывает дополнительное сопротивление при закачке воды в пласт.

I объект (западное крыло)

Общая толщина апт-неокомского горизонта изменяется от 26 до 49 м, в среднем составляют 36,64 м. Эффективная толщина изменяется от 1,5 до 18,8 м, нефтенасыщенная от 1,5 до 17 м. Залежь всех пластов является пластово-сводовой, тектонически и литологически экранированной.

С начала разработки добыто 4,743 тыс. тн нефти и 45,533 тыс. тн воды, горизонт разрабатывался одной скважиной № 45, которая была ликвидирована из-за низкодебитности, высокой вязкости нефти, слабой изученности. Объект является возвратным.

II объект (III, IV, V, VI – юрские горизонты)

Нефтеносность III юрского горизонта, подтверждена на южном поле 8 скважинами. Общая толщина по горизонту изменяется от 2,7 до 21 м, эффективная от 2 до 16 м, нефтенасыщенная от 1,4 до 5 м. Залежь является водоплавающей, подстилается подошвенной водой. IV юрский горизонт вскрыт на южном блоке. Нефтеносность установлена 29 скважинами. Общая толщина горизонта варьирует от 11 до 18 м, эффективная от 1,9 до 13 м, нефтенасыщенная от 3,4 до 8,6 м. Залежь водоплавающая, подстилается подошвенной водой. По V юрскому общая толщина варьирует от 15 до 24 м, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,1 до 9 м. Залежь является пластовой сводовой, с запада и востока литологически ограничена, с юга и северо-востока контурными водами. По VI юрскому общая толщина колеблется от 17 до 30 м, эффективная от 6,5 до 27 м, нефтенасыщенная от 5 до 19,2 м. Залежь является пластовой сводовой, подстилается подошвенной водой. [1,2,3]

Выработанность запаса составила 65,5 % при проектном 64,4 %, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,16 д.е при проектном 0,156 д.е, темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,4 % при проектном 1,93 %. Обводненность 91,7 %, против проектной 91,6 %. С начала разработки добыто 187,372 тыс. тн нефти и 1387,644 тыс. тн воды, включая добычу отчетного года 6,938 тыс. тн нефти и 101,046 тыс. тн воды.

На 01.01.2019 год эксплуатационный фонд 13 скважин, из них 2 скважины (№№ 113, 169) эксплуатируются электровинтовым способом. В нагнетательном фонде работает 1 скважина (№ 117). Годовая закачка по горизонту 20,718 тыс. м³ воды, с начала заводнения закачено 449,820 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой составляет 52,9 %, проектная 60 %. Наблюдательный фонд 1 скважина (№ 21).

III объект (VII+IX – юрские горизонты)

VII юрский горизонт является основным объектом разработки, продуктивен в I, II, III блоках южного свода. Общая толщина горизонта изменяется от 48 до 69 м, эффективная от 6,3 до 47,5 м. Залежь горизонта является пластовой сводовой, подстилается подошвенной водой. IX юрский горизонт продуктивен в II и III блоках южного свода. Общая толщина горизонта колеблется от 7 до 18 м, эффективная от 2,6 до 16 м. Залежь является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной.

Выработанность 80,8 % при проектном 80,9 %, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,37 д.е при проектном 0,370 д.е, темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 1,3 % при проектном 1,35 %. Обводненность по объекту 89,2 %, против проектной 92,6 %. С начала разработки добыто 648,004 тыс. тн нефти и 4286,115 тыс. тн воды, включая годовую добычу 10,820 тыс. тн нефти и 117,201 тыс. тн воды.

Эксплуатационный фонд на 01.01.2019 год равен 14 скважинам. Нагнетательный фонд 3 скважины (№№ 162, 41, 75), годовая закачка составляет 153,811 тыс. м³ воды, с начала заводнения закачено 1116,702 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой составляет 135,7 %, проектная 120 %. Наблюдательный фонд 1 скважина (№160).

Опущенная часть восточного крыла

Апт неокомский нефтеносный горизонт, получивший развитие на опущенной части Восточного крыла, связан с 4 песчаными пластами барремского яруса и песчаным пластом аптского яруса, перекрывающим барремские отложения с угловым несогласием. Общая толщина горизонта изменяется от 53 до 85 м, эффективная от 4,5 до 45 м, нефтенасыщенная от 3,0 до 24 м.

С начала разработки по горизонту добыто 47,412 тыс. тн нефти и 399,430 тыс. тн воды, включая добычу за отчетный период 8,744 тыс. тн нефти и 8,244 тыс. тн воды.

Эксплуатационный фонд на 01.01.2019 год составляет 14 скважин, из них 1 скважина (№36) находится в бездействии. 7 скважин эксплуатируются электровинтовым способом. Нагнетательный фонд 1 скважина (№ 121). С начала заводнения закачено 52,0795 тыс. м³ воды, годовая закачка 20,7225 тыс. м³ воды. Компенсация отбора жидкости закачкой с начала заводнения составляет 18,7 %.

По участку горста с начала разработки добыто 8,1 тыс. тн нефти по 3 скважинам (№№ 21, 88, 15), которые на сегодняшний день ликвидированы по геологическим и техническим причинам. [1,2,3]

Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов

Нефти всех горизонтов месторождения характеризуются как малосернистые, смолистые, парафиновые. Нефти апт-неокомских горизонтов тяжелые, плотность составляет 0,897 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 327,5 мм²/сек, при 50°C – 64,6 мм²/сек. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 14,4 %, 1,06 % и 0,14 % соответственно. Из юрских наиболее тяжелая нефть из IV горизонта, плотность в среднем составляет 0,896 г/см³. Вязкость нефти при 20°C в среднем равна 255,2 мм²/сек, при 50°C – 49,8 мм²/сек. Вязкость нефтей из V, VI юрских горизонтов увеличивается от 17,6-45,0 мм²/сек при 50°C до 109,9-240,6 мм²/сек при 20°C. Плотность изменяется в пределах от 0,872 до 0,893 г/см³. Физико-химические свойства нефтей VII, IX юрских горизонтов близки по качеству: плотность в пределах 0,866-0,871 г/см³, вязкость увеличивается от 14-18,9 мм²/сек при 50°C до 50-60,5 мм²/сек при 20°C. [1,2,3]

По классификации воды месторождения относятся к крепким рассолам, по типу хлоркальциевые. Плотность воды изменяется от 1,153 до 1,170 г/см³.

Анализируя все исследования флюидальной системы можно установить, что различие в свойствах пластовой нефти не наблюдается и компонентная флюидальная модель вполне обоснована.

Выполнение геолого-технических мероприятий

Всего в отчетном году по месторождению Алтыкуль выполнено 57 геолого-технических мероприятий, дополнительно добыто 3,3282 тыс. тн нефти. Введены из бурения на неокомский горизонт 3 скважины с дополнительной добычей 0,8648 тыс.тн, при плане 3 скважины с дополнительной добычей 1,396 тыс.тн. На 4 скважинах произведены работы КРС по ограничению водопритока, за счет этого дополнительно добыто 0,6675 тыс.тн нефти. Силами бригады КРС НГДУ из ликвидации введена в эксплуатацию 1 скважина (№19) на апт-неокомский горизонт, с дополнительной добычей 0,3664 тыс. тн. По оптимизации режима работы 12 скважин дополнительно добыто 1,0795 тыс. тн нефти вне плана. На электровинтовой способ эксплуатации переведены 6 скважин (№ 208, 209, 210, 169, 113, 36), дополнительно добыто 0,263 тыс.тн нефти. Произведены работы по воздействию на призабойную зону нефтяных скважин – 35 скв/опер, с дополнительной добычей 0,0871 тыс. тн, из них по дополнительному прострелу 4 скважин получено 0,0871 тыс. тн нефти вне плана. [1,2,3,4]

Планом геолого-технических мероприятий на 2018 год предусматривалось по НГДУ произвести дополнительный прострел по 14 нефтяным скважинам с эффектом 3,1752 тыс. тн нефти и 5 нагнетательным скважинам. Фактически по НГДУ произвели дополнительный прострел по 15 нефтяным скважинам с эффектом 1,4101 тыс. тн нефти и 6 нагнетательным скважинам, в том числе: Алтыкуль – 4 скважины с эффектом 0,0871 тыс. тн нефти;

За отчетный 2018 год вне плана провели работы по оптимизации режима работы скважин 141 добывающих скважин с эффектом 12,4959 тыс. тн нефти, в том числе по месторождениям: Алтыкуль – 12 скважин с суммарным эффектом 1,0795 тыс. тн нефти,

За 2018 год фактически 6 скважин переведены с ШГН на ЭВН с эффектом 0,2629 тыс. тн нефти по месторождению Алтыкуль (№№ 208, 209, 210, 169, 113, 36), вне плана.

Эксплуатационное бурение

По месторождению Алтыкуль было пробурено 3 скважины (№№ 211, 213, 205), По пробуренным эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.01.2019 год было добыто 4,0927 тыс. тн нефти и 6,7496 тыс. тн воды. Среднесуточный дебит составил: 4,2 тн/сут по нефти и 7,0 тн/сут воды, обводненность 62 %.

Запланированная сумма на производство буровых работ 1762290,7 тыс.тг., освоено на 1762290,7 тыс.тг.

Скважина № 211-Алтыкуль пробурена для эксплуатации неокомского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 203-208 м, 210-216 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 21м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 77,8м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 300м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях мела:

203,7-208,5 м – слабонефтенасыщенный,

210,3-216 м – нефтенасыщенный.

Скважина № 213-Алтыкуль пробурена для эксплуатации неокомского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 216-220 м, 226-231 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм x 22м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм x 76,87м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм x 289,91м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях мела:

215,2-217 м – нефтенасыщенный песчаник,

217-219,2 м – нефтенасыщенный песчаник,
219,2-220,3 м – нефтенасыщенный песчаник,
225-225,9 м – нефтенасыщенный глинистый песчаник,
226,9-228,7 м – нефтенасыщенный глинистый песчаник,
229,9-230,9 м – нефтенасыщенный глинистый песчаник.

Скважина № 205-Алтыкуль пробурена для эксплуатации неокомского горизонта, согласно план графика строительства скважин на 2018 год и пущена в эксплуатацию механизированным способом с интервалами перфорации 220-226 м, 228-232 м, 236-238 м.

Фактическая конструкция скважины:

Направление 324мм х 20м ВПЦ-до устья.

Техническая колонна 245мм х 74,5м ВПЦ-до устья.

Эксплуатационная колонна 168мм х 280м ВПЦ-до устья.

По результатам комплексного анализа и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважины выделены пласты в отложениях мела:

220,1-221 м – песчаник,

222,2-224 м – песчаник,

224-227 м – песчаник,

229,8-231,5 м – глинистый песчаник,

236,2-237,8 м – глинистый песчаник.

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2019 год весь пробуренный фонд составляет 98 скважин.

Всего на балансе по месторождению Алтыкуль числятся скважины:

эксплуатационный фонд – 41

действующий фонд - 40

в том числе:

в работе - 39

в простое – 1

в бездействии – 1

На месторождении Алтыкуль 49 скважин ликвидированы по техническим и геологическим причинам. Эксплуатационный фонд равен 41 скважине, из них 9 скважин эксплуатируются электровинтовым насосом. Нагнетательный фонд 5 скважин, наблюдательный фонд 3 скважины.

Выработанность запасов составляет 74,1 % при проектном 74,1 %, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,217 д.е. при проектном 0,217 д.е. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,2 % при проектном 2,19 %. С начала разработки добыто 895,630 тыс. тн нефти и 6118,721 тыс.тн воды, включая добычу за отчетный период 26,502 тыс. тн нефти и 226,491 тыс. тн воды. [3,4,5]

С целью улучшения системы разработки объектов, повышения эффективности закачки воды, увеличения темпов отбора нефти и конечной нефтеотдачи пластов рекомендуются:

Провести цементировку на нефтяной основе высокообводненных скважин, дострелять непрострелянные нефтенасыщенные толщины согласно мероприятиям.

Определение эффективности закачки для поддержания пластового давления и отборов жидкости с целью увеличения выработанности, темпа отбора для достижения проектных коэффициента нефтеотдачи.

Определение причин и характера обводненности разрабатываемых горизонтов.

Подбор геологических и технологических мероприятий для увеличения и стабилизации добычи нефти

Литература

1. Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа VII и IX среднеюрских горизонтов месторождения Алтыкуль, 2015г, ТОО НИИ «КМГ». Протокол ГКЗ № 1534-15-У от 26.02.2015г.
2. Анализ разработки месторождения Алтыкуль, 2016г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео №27-5-2507-И от 22.12.2016г.
3. Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Алтыкуль, 2017г, ТОО НИИ «КМГ». Заключение КомГео №27-5-476-И от 23.02.2017г.
4. Цифровой Эмбаунайгаз 2018 год.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы / В.Д. Лысенко. – Вологда: Инфра – Инженерия, 2009. – 552 с.
6. Желтов Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2011. – 328 с.

ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

А. Балтаханова, Ж.Б. Шаяхметова

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»

В данной статье рассмотрены пути совершенствования проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, горизонтальный ствол, нефть, пласт, стадия, трещина.

Для обеспечения высокого уровня добычи нефти и газа, наряду с разведкой и освоением новых месторождений, особое внимание уделяется увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Гидравлический разрыв, воздействуя на пласты, повышает производительность скважин, одновременно ускоряет отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу. Повышение производительности скважин и нефтеотдачи пласта обуславливает широкое применение метода при разведке и разработке нефтяных месторождений.

Гидро разрыв пласта всегда предпочтительно делать через обсадную колонну, если ее состояние, герметичность и прочность позволяют создать на забое скважины необходимые давления (Рр).

Потери давления на трение при закачке жидкостей через обсадную колонну малы по сравнению с потерями при закачке через НКТ, поэтому при данном давлении на устье скважины можно получить более высокое давление на забое.

Гидравлический разрыв пласта представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва с расходом, который скважина не успевает поглощать. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные

трещины жидкостями разрыва транспортируют зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП (рис. 1). Для того чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, его эластичный элемент (обычно специальная резина) надо сжать за счет веса труб. Для сжатия пакера необходимо создать опору. Такой опорой могут быть те же НКТ, башмак которых ставится на забой, либо особый подвижный элемент самого пакера с плашками, которые, освобождаясь при повороте НКТ, скользят по специальному конусу пакера, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. В связи с этим все пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС5"-500, ПС6"-500, ПГ5"-500, ПГ6"-500). Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.

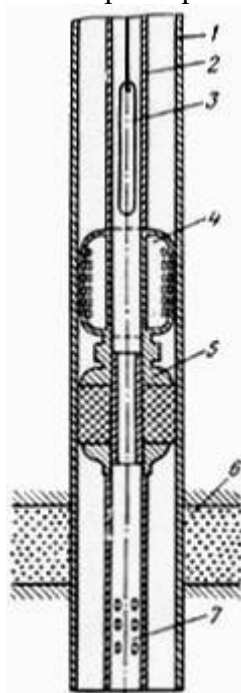


Рис. 1 – Схема оборудования забоя скважины для ГРП:

- 1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры;
4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой

При создании под пакером давления P_p на него действует очень большая страгивающая сила

$$P = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot (P_p - P_r), \quad (25)$$

где D - внутренний диаметр колонны, d - диаметр проходного сечения пакера; P_p - ожидаемое давление под пакером; P_r - гидростатическое давление столба жидкости над пакером в кольцевом пространстве. Это страгивающее усилие может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес части НКТ ниже пакера будет частично уравновешивать страгивающую силу P . Для разгрузки НКТ от продольных сжимающих усилий и удержания пакера на месте выше пакера устанавливают гидравлические якоря. Якорь (рис. 2) имеет в теле корпуса 8 - 16 плашек с насечками, которые могут перемещаться в горизонтальном направлении. Плашки удерживаются от выпадения пластинчатыми пружинками. При создании в якорь избыточного (по отношению к

внешнему) давления плашки раздвигаются резиновым цилиндром, имеющимся в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Чем больше внутреннее (в НКТ) давление, тем сильнее плашки прижимаются к обсадной колонне, предотвращая смещение пакера. Якоря рассчитаны на те же условия работы, что и пакеры, т. е. на перепады давлений 30 - 50 МПа.

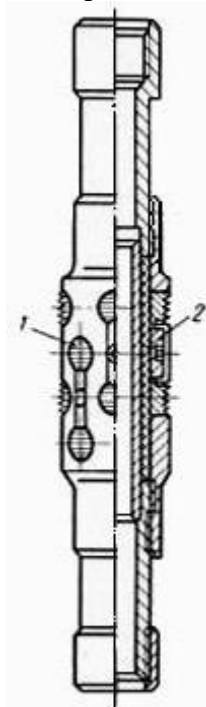


Рис. 2 – Якорь плашечный гидравлический для ГРП:
1 - плашки с насечками; 2 - резиновый цилиндр

Максимальные страгивающие усилия, воспринимаемые якорем (в зависимости от типоразмера) достигают 1250 кН. Длина якорей около 2 м, масса 80 - 140 кг, проходной диаметр 36 - 72 мм.

Сегодня современная техника и применяемые жидкости позволяют проводить успешную закачку при средней концентрации песка порядка 200 кг /м³ жидкости. К примеру, количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным фирмы Халибуртон, составляет в среднем до 22,5 т, а количество закачиваемой жидкости в среднем (жидкости разрыва и песконосителя) до 151,4 м³.

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты (рис. 3) в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса (табл. 1). Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА (рис. 4) представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КрАЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.

Скорость вращения шнека можно изменять как путем переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля.

Таблица 1 - Техническая характеристика пескосмесительного агрегата ЗПА

Производительность агрегата (по песку), т/ч	2 - 40
Емкость бункера, м ³	5
Песковый насос	4ПС-9
Подача, м ³ /ч	60; 130 и 200
Напор, м	30; 27,5 и 22
Частота вращения вала, мин ⁻¹	1460
Потребляемая мощность, кВт	28
Диаметр напорного и приемного патрубков, мм	100
Привод насоса	двигатель ГАЗ-51
Размеры агрегата ЗПА, м:	
длина	8,9
ширина	2,9
высота	3,55
Масса заправленного агрегата, т	24

Общая емкость бункера - 10 т песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подается жидкость-песко-носитель из автоцистерн. Смесительная камеры емкостью 0,5 м³ имеет три четырехлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (ГАЗ-51 мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 с приводом от бензинового двигателя (ГАЗ-51) 2 подается на прием главного насосного агрегата высокого давления. Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30м при 1460 оборотах в минуту и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с (60 м³/ч).

Песковый насос и двигатель ГАЗ-51 расположены между кабиной водителя и бункером. Кроме пескосмесительного агрегата ЗПА имеются и другие агрегаты. В зарубежной практике получили распространение мощные агрегаты, служащие только для перевозки наполнителя и подачи его с помощью шнековых винтов ко второму специальному агрегату - смесителю, снабженному шнековыми винтами, насосом, подающим жидкость-песконоситель в смесительную камеру, и различными дополнительными механизмами, автоматизирующими дозировку жидкости и наполнителя в зависимости от установленной нормы (концентрации) и темпов закачки песконосителя в скважину. Бункерный агрегат и смесительная машина монтируются на шасси тяжелых грузовиков.

Автоцистерны. Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20 смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552, транспортируемом седельным тягачом КрАЗ-258.



Рис. 3 – Насосный агрегат для ГРП 4АН-700:
 1 - автомобиль КраЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной маинфольд; 8 - соединительные трубы высокого давления

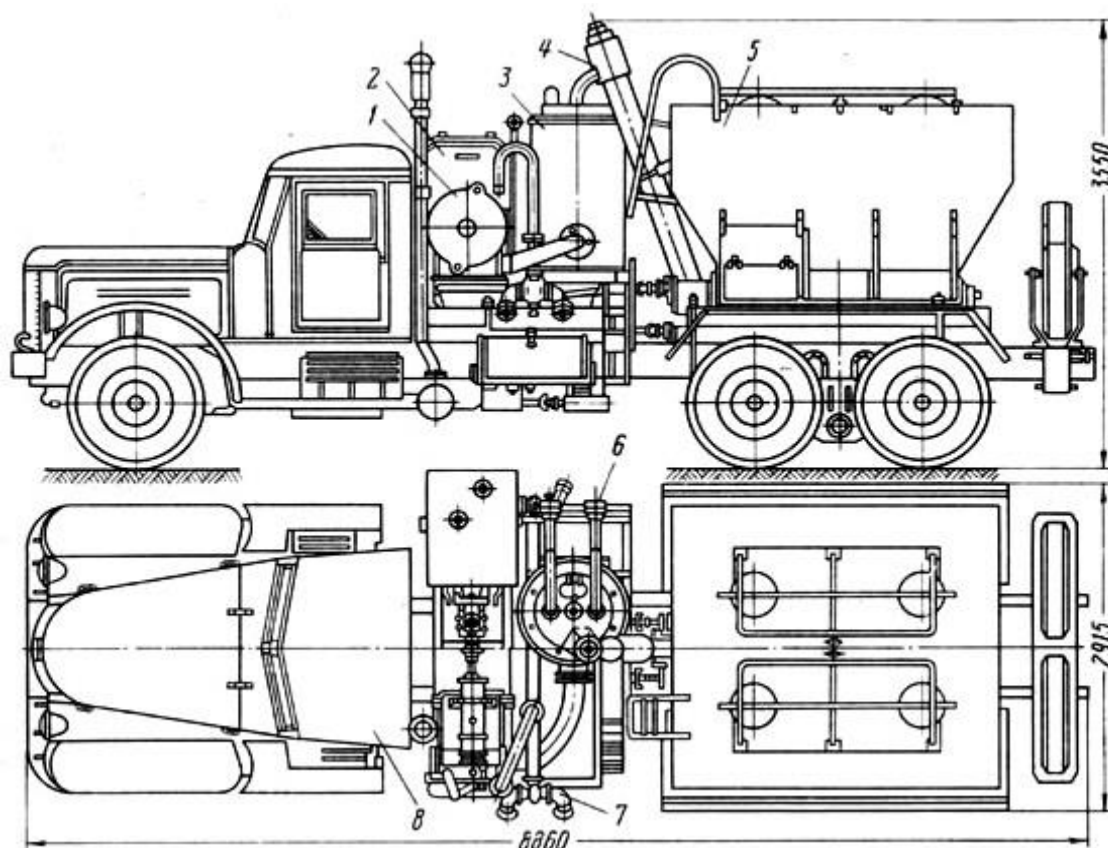


Рис. 4 – Пескосмесительный агрегат ЗПА:
 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство; 4 – наклонный шнек; 5 – бункер для песка; 6 – приёмный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод; 8 - автомобиль КраЗ-257

На шасси прицепа кроме автоцистерны смонтированы вспомогательный двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в

действие через коробку скоростей и (редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³ поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки (ПНУ) при работе в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В, снабженный воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление 1,5 МПа при 140 ходах в минуту. Обвязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60 - 100 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны. Для ГРП используются и другие вспомогательные агрегаты на автомобильном ходу. Например, агрегат для транспортировки блока манифольда IBM-700 высокого давления (70 МПа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки тяжелых деталей манифольда. Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Манифольдный блок транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля ЗИЛ-131 или ЗИЛ-157К. В комплект входят:

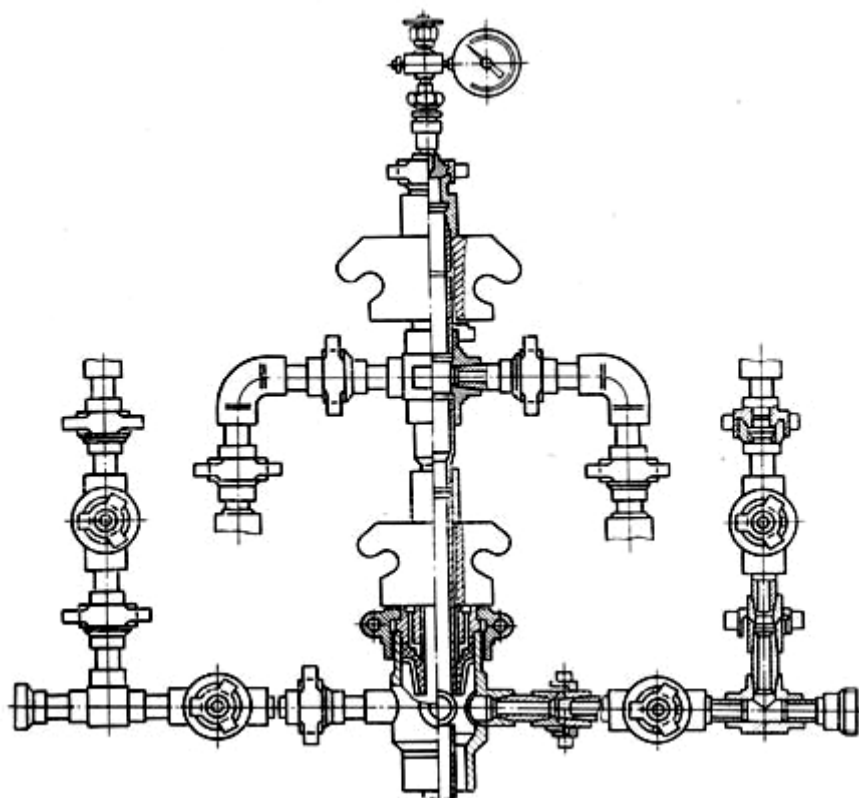


Рис. 5 – Арматура устья скважины “2АУ-700” для гидравлического разрыва пласта

1. Напорный коллектор из кованой стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70 МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномером и расходомером, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

2. Распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое

проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 МПа.

3. Комплект вспомогательных трубопроводов, состоящий из 23 труб высокого давления с условным диаметром 50 мм и комплект быстросъемных шарнирных соединений, также рассчитанных на высокое давление.

4. Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 60) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения ее к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 - 500 кг.

Современные материалы, используемые для закрепления трещин в раскрытом состоянии - пропанты. Они классифицируются следующим образом: кварцевые пески и синтетические пропанты средней и высокой прочности. К физическим характеристикам пропантов, которые влияют на проводимость трещины, относятся такие параметры, как прочность, размер гранул и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность.

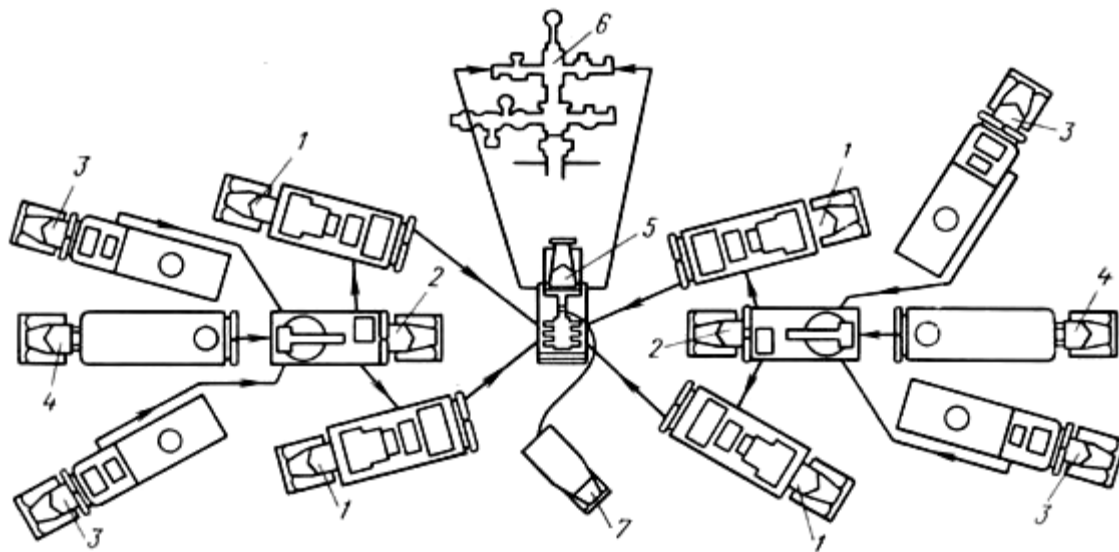


Рис. 6 – Схема расположения оборудования при ГРП:

1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

Для дистанционного контроля за процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины (рис. 6), чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

Себестоимость дополнительной нефти за счет обработок призабойной зоны рассчитывается из уровня переменных расходов на 1 т нефти. Переменные затраты устанавливаются из расшифровок статей калькуляции в расчете на дополнительную добычу жидкости и относятся на дополнительную нефть.

К переменным расходам относятся:

-затраты на электроэнергию (плата за потребляемую электроэнергию в киловатт-часах) на подъем 1 м³ жидкости;

-затраты на увеличение отдачи пластов, включающие стоимость подготовки и перекачки нагнетаемой в пласт воды, стоимость расходуемой на закачку электроэнергии (плата за киловатт-час);

-затраты на подготовку нефти (стоимость реагентов, пара, воды, топлива и электроэнергии);

-затраты на перекачку и хранение нефти (электроэнергия, пар, топливо);

-отчисления на геологоразведочные работы.

Дополнительная добыча нефти определяется исходя из динамики дебита нефти по скважине до и после обработки с учетом коэффициента месячного изменения дебита. Коэффициент месячного изменения дебита вычисляется в варианте без обработки по фактическим данным работы скважины до проведения мероприятия за время не менее трех месяцев, а в варианте после обработки - по данным работы скважины на повышенном дебите за рассматриваемый период.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нами были проведены работы по анализу и обработке данных, полученных при разработке продуктивных пластов месторождений Каракудук, при этом были получены выводы следующего характера:

- Проведение ГРП на месторождении начато в 2003г, и на дату составления диссертации количество проведенных мероприятий составил 74 скважинах;

- В основном ГРП проводились на I объекте (80% от всех операции), так как физико-емкостные свойства продуктивных горизонтов I объекта отличаются от остальных объектов с наилучшими характеристиками;

- ГРП на новых скважинах начали проводиться на месторождении на 3 года позже, чем на работающих добывающих скважинах. Их доля от всех скважино-операций составляет 18%;

- Также на месторождении были проведены повторные ГРП, их количество операции незначительно (9% от всех скважино-операций). Начало их проведения – 2005 год;

- Количество ГРП, проводимых на нагнетательных скважинах, также незначительно (4% от всех скважино-операций);

- По эффективности повторные ГРП близки к первичным;

- Успешность ГРП высокая, средняя величина «чистого» прироста дебита нефти от ГРП (без дополнительных мероприятий) составляет 19.8 т/сут;

- Продолжительность эффектов в среднем составляет более года;

- Анализ показал, что для приростов дебитов жидкости и нефти после ГРП значимой оказалась масса проппанта. Чем она больше, тем выше эффект;

- При анализа эффективности проведения ГРП определено, что на успешность мероприятия ГРП, также влияют такие факторы, как нефтенасыщенная толщина, макронеоднородность и проницаемость пласта.

Вышеуказанные результаты показывают, что на месторождении Каракудук совершенствование технологии извлечения вводится полномасштабно, при этом полученные результаты подтверждают эффективность проведения ГРП. Рассматриваемая

технология ГРП применяемая на месторождении Каракудук позволяет сделать результаты, что данная технология применима для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти из продуктивных пластов на месторождении Казахстана с наименьшими затратами.

Литература

1. Ю.В. Желтов, В.И. Кудринов, Г.Е. Малофеев, «Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах», ISBN 978-5-93972-812-6; 2011 г.
2. Оптимизация компоновочных схем телеметрических систем для исследований в процессе бурения / В.В. Сеница // Инженерная практика, 2012 г. №1.
3. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Лысенко В.Д., Москва, 1987 г.
4. Гидродинамические методы исследований скважин и пластов. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И.. Москва. 1960 г.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003 – 816с.
6. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов. – М., Недра, 1983. – 510с.
7. Муравьев В.М. Спутник нефтяника. М. Недра, 1977.
8. Техника и технология добычи нефти: Учебник для ВУЗов /
9. А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Ахметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев. Под ред. проф. А.Х.Мирзаджанзаде – М.: Недра, 1986. – 382с.
10. К.Г.Оркин, А.М.Юрчук. Расчёты в технологии и технике добычи нефти.
11. М., Недра, 1967
12. 11.Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985. – 390с.
13. 12.Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для вузов: - Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 – 544с.

ВУЛКАНОГЕННЫЕ ГЛИЕЖИ В КЫРГЫЗСТАНЕ

А.Е. Воробьев¹, О.Ш. Шамшиев, Н.Т. Толобаева

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Казахстан

Кыргызский государственный технический университет, г. Бишкек, Кыргызстан

Традиционные глиежи представляют собой глины естественного обжига, образованные в результате подземных пожаров пластов угля. Они являются основным поисковым признаком угольных месторождений (Геологический словарь 1978 г.). Глиежи используются как основные наполнители при изготовлении высококачественного цемента. В Кыргызстане они встречаются и описаны на всех угольных месторождениях Приферганья (Минкушское, Алмалык, Ходжакелен и других). При этом ни на одном из перечисленных выше месторождений объем, и площади сгоревших углей не указаны.

Приповерхностные пожары на месторождениях Алмалык (1900 г.), Ходжакелен (1970 г.) имеют локальный характер, которые не соответствуют образованию месторождения глиежей. Если даже допустить, что глиежи являются продуктами горения глин-песчаников, то в шлаках, стекловатых продуктах должны были сохраниться исходные породы и переходы между ними. Объемы обгоревших углей не соответствуют преобразованию глинистых пород до полного их превращения в глиежей (сырец из глин углевмещающих пород). Кроме того, нами были исследованы кирпичи из стен плавильных печей возрастом более 100 лет. Плавильные печи были построены в начале 1900 годов (одновременно с

началом эксплуатации угольного месторождения Кызылкия) и подвергались обжигу. Данные кирпичи были из сырца.

При исследовании степени изменения стенок кирпичей (непосредственного контакта с огнем) не превысило 4 см, которое обусловлено цветом. В 80 см на удалении сохранены комочки угля (1-2 мм), включенные в кирачи (сырце) без изменения. Это еще раз может подтвердить степень и масштабы влияния обжига бурых углей и не возможность образования глиежей, тем более в масштабе месторождений для эксплуатации. При исследовании прозрачных шлифов нами установлено, что глиежи состоят из вулканического стекла, оливина, моноклиальных и ромбических пироксенов, биотита и других, которые близки к базальтам (фото 1-4).

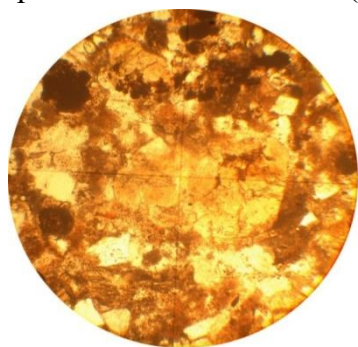


Фото 1. Туфолава липарита, ,
исх.ув. 13,5х10, юра, базальные
слои

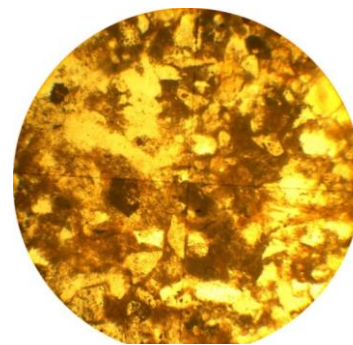


Фото 2. Туф
(туфовая)
липарита,

Низы разреза юры (Кызыл-Кия, Учкоргон) сложены мергелями, известковыми мергелями, песчаниками с прослоями плагиобазальтов. Плагиобазальты в виде потоков мощностью 7-10 м и секущих даек встречаются на северном склоне горы Чалташ. По составу потоки и дайки пород аналогичны. Породы однородные, крупнопорфировые и миндалекаменные.

Структуры: долеритовая, офитовая. Вещественный состав плагиоклазы основаны основные 50-60 %; пироксены до 40 %; в незначительном количестве оливин, амфиболы, из рудных минералов сфен, магнетит, титаномагнетит. Вторичные минералы: хлорит, альбит, гидрослюда, лейкоксен.

Химический состав (в %): SiO_2 - 44,60, TiO_2 - 2,00, Al_2O_3 - 15,47, Fe_2O_3 - 6,97, FeO - 5,84, MnO - 0,17, MgO - 3,32, CaO - 10,25, Na_2O - 3,16, K_2O - 1,60, P_2O_5 - 0,23, SO_3 < 0,01, H_2O и CO_2 - нет, п.п.п. - 5,52 - близок к габбро. В геохимический набор элементов входят Mn, Ni, Co, V, Си, Pb, Ga, Ba, Hg, Ti, Cr, Zr.

Данный состав исследуемых пород свидетельствует об их вулканогенном происхождении. Кроме того глиежи в виде самостоятельных линз, пропластов встречаются на месторождениях Сулюкта, Шураб. Здесь их кровлю слагают фельзиты, риолиты, трахиты, которые интенсивно несут арсенипиритовую, пиритовую и флюоритовую минерализацию.

Порфиры представлены плагиоклазами размером 0,5-2 см, миндалинами 0,3-5 см в окружности, заполнены хлоритом и кальцитом, по периферии миндалин выделяется халцедон, аметист.

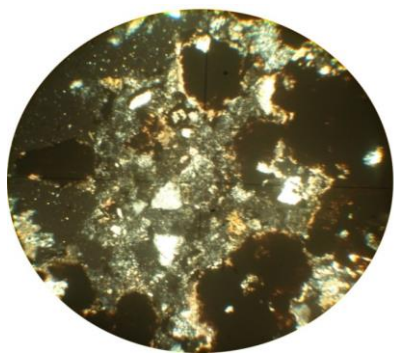


Фото 3. Ск. вс. риолит-порфи
Ni, исх.ув. 13,5x10

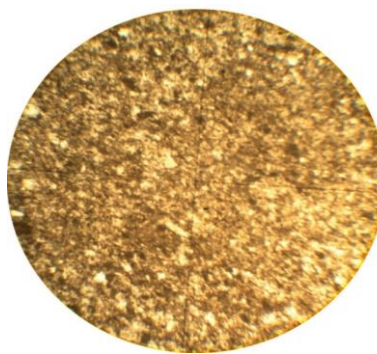


Фото 4. Трахит, лава.
исх.ув. 13,5x10

В Учкоргонских и Кызылкийских угленосных провинциях вулканиты встречаются в безугольных толщах (Чалташ, Чумчуклык). Здесь они в виде плагиобазальтов встречаются среди песчаников, глин и др. пород. Плагиобазальты встречаются в виде потоков до 10-11 м. и в секущих дайках. Угленосные образования нижне-средней юры (лейаса-доггера) в верхней части разреза нередко переходят в пестрокрашенные породы. Рудная специализация характеризуется наличием сульфидных минералов, железа, меди, мышьяка, сурьмы, ртути, геохимическая специализация характеризуется повышенным геохимическим фоном последних. Глиежи, распространённые в зонах отсутствия угольных пластов по вещественному составу и условию формирования, соответствуют вулканогенно-осадочному типу стратиформного оруденения.

Общая мощность данных отложений от 600 м до 1000 м и более. Верхне-юрские отложения самостоятельно выделяются под общим названием “надугольные”. Основное их различие пестроцветность и отсутствие угольных проявлений. В объём данных отложений входят Баткенская (J₃bt) Балабанская, Алмалыкская, Жинжигенская, Араванская свиты и их аналоги. Она сложена пестроцветными (красные, кирпично-красные, красновато-бурые, бурые, желтовато-красные, зеленовато-серые, серые) глинами, иногда запесоченными, с включениями мелких обломков черных, зеленых, кремней, молочного, белого кварца с редкими линзами пластами желтовато красных песчаников. К ним приурочены мелкие проявления бокситов, россыпные месторождения нерудных полезных ископаемых (кварцевые, полевошпатовые пески). Общая мощность от 25-50 м до 300 м.

Бокситы приурочены к верхне-триасовым отложениям включая ретское время. Они встречаются в пределах месторождения Сулюкта, Шураб и заалайском хребтах. Ранее данные образования были описаны как коры выветривания подстилающих карбонатных и карбонатно-терригенных пород. Ряд исследователей (В.И. Бербер, И.Д. Турдукеев, О.Шамшиев) придерживались по их образованию взгляда типа «терра-роса» за счет выветривания подстилающих пород в период пермо-триасового перерыва. Проведенные теоретические расчеты содержания алюмо-силикатных, аалит-фериаллитовых пород и их содержания в материнских подстилающих породах (объем и мощность образованных бокситов) показывают несоответствие имеющимся масштабам. При этом минералогическо-петрографические (широкое до 1 из 11% суммарных 10 % FeO₃ незначительное количество гидроокислов железа), структурно-текстурные наложения вулканитовых пород, широкое распространение среди «оолитовых» пород и чередование с ними лав (риолит и дацитового, трахитового состава) и кремнистых пород. Выявленные, в составе терригенно-псаммитовых пород окатанных, полуокатанных галек и обломков полевошпатовых трахитов еще раз свидетельствуют об их вулканогенном образовании.

Магмовыводящие каналы и базальные слои обнаружены на участках Гематитовый, Рудниковый и Русловой. Бокситы по морфо-генетической классификации относятся к вулканогенно-осадочному типу.

Мел-палеогеновые отложения были исследованы на уровне предыдущих отложений, но больше всего с позиции нефтегазоносности, радиоактивной рудоносности, а также солености.

Данные отложения залегают несогласно на юрских сводах крупных антиклинальных структур. В синклинальных структурах они составляют неопределенную серию согласно залегающих пластов. Это обусловлено ростом антиклинальных структур в период осадконакопления. Угол несогласия местами доходит до 50° и более (Станкевич, 1955 г.).

По условиям образования по О.С. Вялову и др. (1847 г.), данные отложения делятся на 2 типа: а) лагунные и морские с участием континентальных; б) континентальные немые толщи. В исследуемом регионе широкое распространение получил первый тип.

Они представлены песками, песчаниками, мергелями и известняками, в основании разреза обнажаются конгломераты известковые песчаники нередко с пачками гипса. Вулканические составляющие здесь встречаются в виде базальтовых покровов и туфов, туфопесчаников, и встречаются в нижних частях разрезов.

Литература

1. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Толобаева Н. Вулканогенно-осадочный характер формирования глиежей в Кыргызстане // Вестник Евразийской науки, №2 (март — апрель), Том 11. Науки о Земле. 2019. [Идентификационный номер статьи в журнале: 04NZVN219]

2. Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Толобаева Н.Т. Выделение глиежей вулканогенно-осадочного типа в Кыргызстане // Материалы 17-ой Международной научно-практической конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». Актау. КГУТИ им. Ш. Есенова. 2018. С. 25-27.

ПОРОВОЕ ДАВЛЕНИЕ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ ЭКВАДОРА

А.Е. Воробьев¹, Зарума Мартин Торрес²

¹Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Казахстан

²Национальный университет Эквадора, г. Кито

Точное знание величины порового давления необходимо для геомеханического моделирования, а также предсказуемой стабильности ствола скважины и расчета безопасности конструкции скважины. В частности, примерно через год после окончания бурения скважины боковое и полное горное давление выравниваются в результате вязкопластичного течения пород продуктивного пласта.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

Напряженное состояние горных пород в основном определяется полным и боковым горным давлением.

В горизонтально залегающих продуктивных пластах при отсутствии тектонических движений упругих горных пород справедливо заключение, что боковое горное давление не превышает полного горного давления.

В условиях продолжающихся интенсивных тектонических процессов возможно превышение бокового горного давления по одному из направлений в купольной части складок, что приводит к вязко-пластическим деформациям в нефтяном пласте.

В результате значительных деформаций коллектора нарушается связность пород продуктивного (нефтяного) пласта и наблюдается появление песка в продукции скважин.

Поровое давление может быть определено с помощью нескольких методов, в

каждом из которых обычно устанавливается соотношение скорости или/и удельного сопротивления к сигналу давления в свите вследствие имеющегося сжатия.

Экспертиза акустических каротажей могла бы стать вариантом для определения очевидных тенденций такого сжатия. Так, нормальный тренд звукового давления показывает уменьшение величины глинистой породы DTСO с набором глубины и ростом сжатия.

В областях избыточного давления вследствие поджатия величины глинистой породы DTСO с набором глубины увеличатся или останутся постоянными. Области избыточного давления глинистой породы были идентифицированы в ходе создания ММЗ для месторождения Eden Yuturi, и они соотносятся с областями вымывания, идентифицированными по кавернограммам скважины EY-F35 (рис. 1).

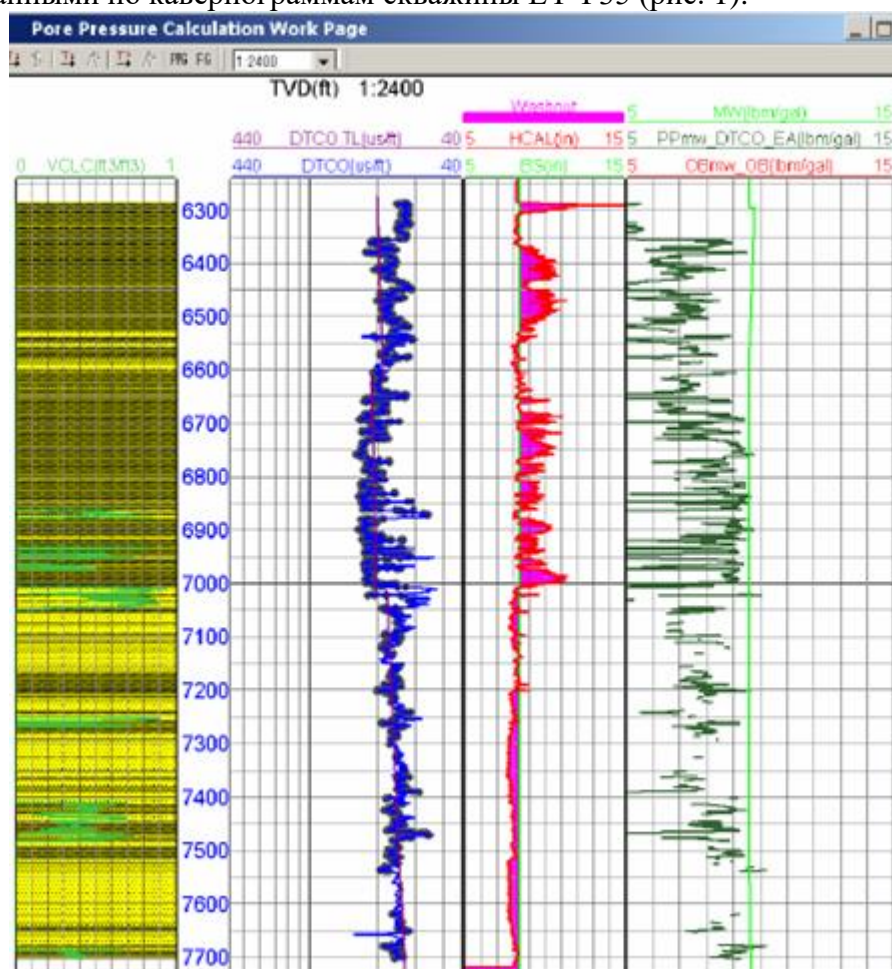


Рис. 1- Оценка порового давления по акустическим трендовым линиям сдавливания (метод Итона) и данным кавернограммы

В целях ограничения порового давления целесообразно учитывать плотность бурового раствора в соседних скважинах. При отсутствии данных о каком-либо притоке или выбросе при анализе, в поровом давлении следует учитывать его верхний предел.

С другой стороны, если притоки или выбросы имеют место, то плотность бурового раствора может в определенных пределах ограничить поровое давление.

На рис. 2 представлена плотность бурового раствора, используемая в EY-F35.

Важно точно оценить величину порового давления в нефтеносных песчаниках. Поровое давление в коллекторе песчаника M1 определялось с помощью модульного динамического пластоиспытателя (MDT). Эта информация позволила создать непрерывный профиль порового давления с учетом фактического давления в песчаниках M1 и областях избыточного давления глинистой породы в Наро (рис. 3).

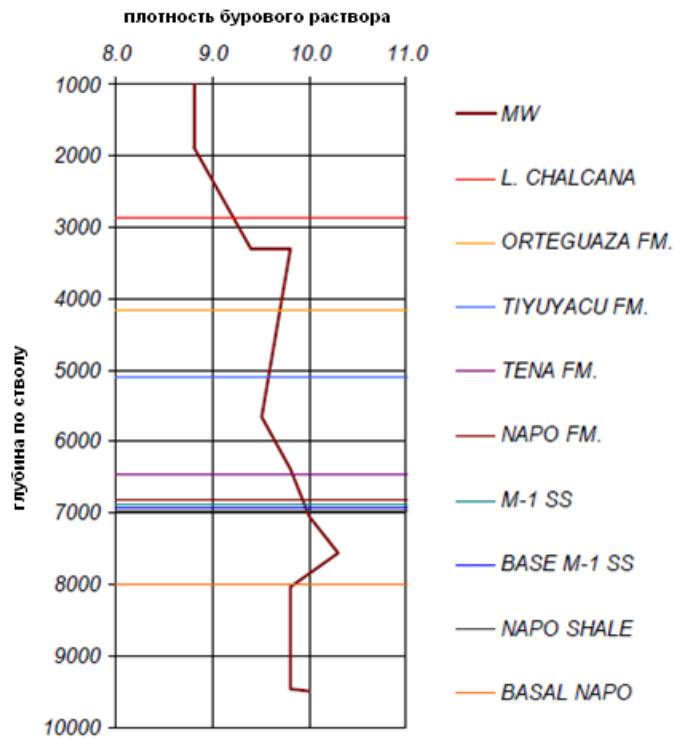


Рис. 2- Резюме плотности бурового раствора при бурении скважины EY-F35

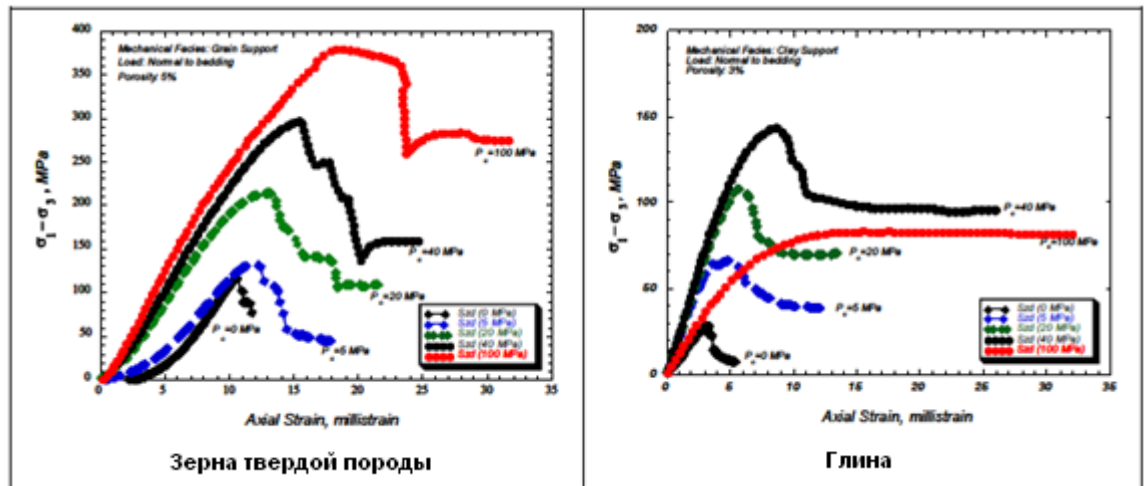


Рис. 3- Двухуровневая (бимодальная) природа деформационного поведения породы

Полученные результаты использовались как вводные данные при моделировании механики горных пород с целью уточнения и калибровки ММЗ в F35.

Литература

1. Воробьев А.Е., Зарума М.Т. Совершенствование природоохранных методов разработки обводненных месторождений нефти в Эквадоре. – М.: Изд-во «Спутник», 2009. – 161 с.
2. Воробьев А.Е., Зарума М.Т. Особенности геологического строения и решение задач охраны окружающей среды на месторождениях бассейна Ориенте (Эквадор). М., Международный издательский центр «Этносоциум». 2013. 170 с.
3. Воробьев А.Е., Торрес З.М. Эквадор: разработка обводненных месторождений нефти // Нефтегазовые технологии, №5. 2011. С. 34-39.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПЕРЕДАЧИ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗАБОЙ СКВАЖИНЫ (ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОЙ, ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ): ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

В. В. Куликов, В. А. Косьянов, З. М. Назарова, С. М. Попов

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе,
Москва, Россия

Детально рассмотрены базовые математические модели процесса передачи потока мощности от буровой установки на забой скважины: аддитивная, пропорциональная и обобщённая. Обоснован новый критерий сравнительной оценки экономической эффективности процесса передачи механической мощности, учитывающий стоимостные и временные затраты.

Ключевые слова: буровая установка, колонна бурильных труб, механическая мощность, механическая энергия, поток механической энергии, коэффициент полезного действия, экономическая эффективность.

Введение

К процессу передачи потока механической энергии (другими словами, механической мощности) от буровой установки на забой геолого-разведочной и геотехнологической скважины в общем случае предъявляются следующие основные требования:

1. Обеспечение как можно более низких временных затрат на процесс передачи мощности за счёт высокой производительности процесса сооружения скважины.
2. Обеспечение как можно более низких стоимостных затрат на передачу мощности от буровой установки к породоразрушающему инструменту (ПРИ) путем выбора рациональной технологии бурения скважины.

Сочетание двух основных факторов – общего времени передачи и суммарной стоимости затраченной энергии, определяет собой эффективность процесса углубки скважины по энергозатратам.

Как правило, на практике применяют оценку эффективности процесса передачи потока механической энергии по одному из двух фундаментальных показателей при требуемом качестве работ: по суммарной стоимости переданной энергии или по общему времени расходования энергии. И первую, и вторую оценку, рассматриваемые независимо друг от друга, следует признать неполными [1].

Корректная оценка эффективности процесса передачи механической мощности подразумевает одновременный совместный учёт или трёх показателей – качества конечного результата работ, стоимости и времени передачи потока энергии, или двух – стоимости и времени (при фиксированном достаточном достигаемом качестве результата) [1].

К модели процесса передачи потока механической энергии при бурении скважин предъявляются следующие требования: модель должна быть теоретически обоснована, экспериментально подтверждена и заверена производственными исследованиями в достаточно широком диапазоне значений переменных величин. К сожалению, следует признать, что в отечественной и зарубежной литературе обоснованный выбор модели процесса отсутствует. В фундаментальных обобщающих монографиях, таких как, например, [2], модели принимаются без обоснования, на безальтернативной основе, исключительно на умозрительных представлениях авторов. В результате принятые модели передачи мощности носят локальный характер, имеют крайне низкую точность, плохо подтверждаются стендовыми и производственными исследованиями. На наш взгляд, выход из сложившейся неудовлетворительной практики один: модель процесса передачи потока

механической энергии должна иметь фундаментальное физическое – энергетическое (точнее, эксергетическое) обоснование [3 – 7].

Проблема повышения энергетической эффективности при бурении геолого-разведочных и геотехнологических скважин является весьма актуальной, глубоко изучаемой и широко представленной в литературе [8 – 12] как по причине высокой стоимости самой энергии, так и вследствие значительных затрат времени на процесс передачи энергии при бурении. Кроме этого, следует отметить, что проблемы повышения энергетической эффективности технологических процессов носят глобальный характер и затрагивают не только этапы скважинной геологической разведки месторождений [1, 2, 8], но и стадии их освоения, промышленной разработки и добычи [13] полезного ископаемого.

Понятие коэффициента полезного действия (КПД) участка передачи механической мощности

Путь передачи механической мощности по колонне бурильных труб от буровой установки к ПРИ в процессе вращательного бурения (с земной поверхности) представим в виде m последовательно соединённых участков колонны. Обозначим: $N_{\text{вых}i}$, $N_{\text{вх}i}$ – соответственно механическая мощность при выходе и входе в рассматриваемый i -ый участок пути передачи энергии; $\delta N_{\text{вых}i}$, $\delta N_{\text{вх}i}$ – соответственно изменение механической мощности при выходе и входе в рассматриваемый i -ый участок ($i = 1, 2, 3, \dots, m$) при неизменных принудительно задаваемых с поверхности параметрах режима бурения (осевом усилии подачи $G_{\text{п}}$: $G_{\text{п}} \equiv \text{idem}$; частоте вращения бурового инструмента n : $n \equiv \text{idem}$; объёмном расходе очистного агента Q : $Q \equiv \text{idem}$; подаче бурового снаряда за один оборот вокруг своей оси $h_{\text{лоб}}$: $h_{\text{лоб}} \equiv \text{idem}$). Причинами изменения передаваемой механической мощности δN могут выступать изменение свойств разбуриваемых горных пород, износ ПРИ и другие причины.

Увеличение механической мощности будет характеризоваться положительным значением величины δN : $\delta N_{\text{вых}i} > 0$ и $\delta N_{\text{вх}i} > 0$, а уменьшение – отрицательным: $\delta N_{\text{вых}i} < 0$ и $\delta N_{\text{вх}i} < 0$.

Как показано в [1], в качестве критерия выбора математической модели процесса передачи потока механической энергии рационально принять характер изменения частного механических мощностей [3], называемого коэффициентом полезного действия (КПД) [1, 3] i -го участка передачи мощности η_i :

$$\eta_i = N_{\text{вых}i} / N_{\text{вх}i}. \quad (1)$$

При изменении выходной и входной механических мощностей значение КПД i -го участка изменится ($\eta_i \neq \text{idem}$) и (1) примет следующий вид:

$$\eta_i = (N_{\text{вых}i} + \delta N_{\text{вых}i}) / (N_{\text{вх}i} + \delta N_{\text{вх}i}). \quad (2)$$

Проведём анализ характера возможного предельного изменения величины КПД в процессе бурения скважины и на его основании выделим ряд базовых математических моделей процесса передачи мощности.

Аддитивная базовая математическая модель передачи мощности

Выберем следующее условие:

$$\delta N_{\text{вых}i} = \delta N_{\text{вх}i} = \delta N_i. \quad (3)$$

Тогда (2) примет вид:

$$\eta_i = (N_{\text{вых}i} + \delta N_i) / (N_{\text{вх}i} + \delta N_i). \quad (4)$$

Зависимость (4) показывает, что при изменении мощности при выходе из i -го участка на величину δN_i мощность при входе в данный участок также изменится на δN_i , изменится и значение η_i ($\eta_i \neq \text{idem}$). Рассуждая по аналогии для m участков, придём к выводу: при изменении затрат мощности в скважине на величину δN_i для компенсации этих затрат энергии приводящий двигатель буровой установки изменит развиваемую мощность на ту же величину δN_i . Таким образом, при выполнении условия (3) все изменения мощности в скважине суммируются [1]:

$$N_{\Sigma} = N_{\text{вх}1} - N_{\text{вых}1} + \delta N_1 + N_{\text{вых}1} - N_{\text{вх}2} + \delta N_2 + N_{\text{вх}2} - N_{\text{вых}2} + \delta N_3 + \dots, \quad (5)$$

где N_{Σ} – общие (суммарные) затраты мощности.

Но $N_{\text{ВЫХ1}} = N_{\text{ВХ2}}, N_{\text{ВЫХ2}} = N_{\text{ВХ3}}$ и т. д.

Следовательно,

$$N_{\Sigma} = N_{\text{ВХ1}} - N_{\text{ВЫХ1}} + \delta N_1 + N_{\text{ВХ2}} - N_{\text{ВЫХ2}} + \delta N_2 + N_{\text{ВХ3}} - N_{\text{ВЫХ3}} + \delta N_3 + \dots \quad (6)$$

Обозначим потерю (приращение) мощности на каждом участке: $\Delta N_1 = N_{\text{ВХ1}} - N_{\text{ВЫХ1}}, \Delta N_2 = N_{\text{ВХ2}} - N_{\text{ВЫХ2}}, \Delta N_3 = N_{\text{ВХ3}} - N_{\text{ВЫХ3}}$ и т.д.

Тогда

$$N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m (\Delta N_i + \delta N_i). \quad (7)$$

В соответствии с (7), суммарные затраты мощности N_{Σ} находятся путём сложения мощностей на всех участках от $i = 1$ до $i = m$. Рассмотренную базовую математическую модель передачи мощности в формах представления (4) и (7) в силу основного свойства можно назвать аддитивной.

Основным свойством представленной аддитивной базовой математической модели является отсутствие взаимного влияния участков передачи мощности: потери мощности на каждом из участков носят независимый от других участков характер [1].

Уравнение (7) находит широкое применение при расчёте затрат мощности на процесс бурения скважины [2]. Однако экспериментально подтверждённых (с достаточной степенью сходимости при различных условиях бурения скважин) результатов проверки корректности модели (7) для расчёта мощности буровой установки в литературе нет: аддитивная базовая математическая модель (7) принимается в [2] и других многочисленных отечественных и зарубежных работах как единственно возможная. Однако при проведении производственных исследований наблюдаются существенные (до 100% от расчётного значения и выше) расхождения результатов расчета и натурного измерения мощности. Таким образом, аддитивная базовая математическая модель (7) требует принципиального подтверждения её применимости и корректности для описания процесса передачи мощности на забой скважины.

Пропорциональная базовая математическая модель передачи мощности

Пусть механическая мощность при выходе и входе в рассматриваемый i -ый участок пути передачи энергии меняется, причём величины $\delta N_{\text{ВЫХ}i}$ и $\delta N_{\text{ВХ}i}$ подчиняются следующим тождествам соответственно:

$$\delta N_{\text{ВЫХ}i} \equiv N_{\text{ВЫХ}i} \cdot (b_i - 1), \quad (8)$$

$$\delta N_{\text{ВХ}i} \equiv N_{\text{ВХ}i} \cdot (a_i - 1), \quad (9)$$

где b_i, a_i – некоторые положительные числовые коэффициенты.

После подстановки (8) и (9) в (2), получим:

$$\eta_i = N_{\text{ВЫХ}i} \cdot b_i / (N_{\text{ВХ}i} \cdot a_i). \quad (10)$$

Следовательно, величины $N_{\text{ВЫХ}i}$ и $N_{\text{ВХ}i}$ меняются в b_i и a_i раз соответственно. При этом величина КПД в (10), в сравнении с (1), в общем случае (при $b_i \neq a_i$) также изменится ($\eta_i \neq idem$).

Пусть мощности $N_{\text{ВЫХ}i}$ и $N_{\text{ВХ}i}$ меняются в одинаковое число раз: $b_i = a_i$, но тождества (8) и (9) при этом не выполняются. В этом случае аддитивная базовая математическая модель (4) не справедлива.

Тогда имеем для любого i -го участка передачи мощности:

$$\eta_i = N_{\text{ВЫХ}i} \cdot b_i / (N_{\text{ВХ}i} \cdot a_i) = N_{\text{ВЫХ}i} \cdot a_i / (N_{\text{ВХ}i} \cdot a_i), \quad (11)$$

$$\eta_i = N_{\text{ВЫХ}i} / N_{\text{ВХ}i} \equiv idem. \quad (12)$$

Полученная базовая математическая модель процесса передачи механической энергии в единицу времени (12) показывает, что при изменении выходной и входной мощностей в одинаковое число раз значение КПД участка остаётся неизменным.

Основным свойством данной модели является пропорциональный характер изменения мощностей [1]. В соответствии с этим основным свойством базовую математическую модель (12) назовём пропорциональной моделью процесса передачи

мощности. Следует отметить, что основному свойству модели (12) может подчиняться не только отдельно взятый участок, но и все участки в целом:

$$= N_{\text{ВЫХ}m} \cdot a / (N_{\text{ВХ}1} \cdot a) = N_{\text{ВЫХ}m} / N_{\text{ВХ}1} \equiv idem, \quad (13)$$

где η – общий (полный) КПД всех участков передачи механической энергии; $N_{\text{ВЫХ}m}$ – мощность при выходе из последнего ($i = m$) участка; $N_{\text{ВХ}1}$ – мощность при входе в первый ($i = 1$) участок передачи энергии.

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \dots \cdot \eta_m = \prod_{i=1}^m \eta_i \equiv idem, \quad (14)$$

где i – порядковый номер участка, $i = 1, 2, 3, \dots, m$, нумерация участков производится в направлении передачи мощности – от источника к потребителю; $\prod_{i=1}^m \eta_i$ – последовательное произведение i -ых значений КПД участков от $i = 1$ до $i = m$.

Рассмотрим одно из важнейших свойств пропорциональной базовой математической модели процесса передачи мощности.

Пусть мощность $N_{\text{ВХ}1}$ на первом ($i = 1$) участке изменилась в a раз или на величину δN :

$$N_{\text{ВХ}1} \cdot a = N_{\text{ВХ}1} + \delta N. \quad (15)$$

Тогда

$$a = 1 + \delta N / N_{\text{ВХ}1}, \quad (16)$$

$$N_{\text{ВХ}1} \cdot a = N_{\text{ВХ}1} \cdot (1 + \delta N / N_{\text{ВХ}1}). \quad (17)$$

В соответствии с (13), мощность на последнем участке $N_{\text{ВЫХ}m}$ также изменится в a раз и станет равной $N_{\text{ВЫХ}m} \cdot a$.

Введём обозначение:

ΔN^* – приращение мощности на первом участке ($i = 1$) при её изменении на величину δN .

$$\Delta N^* = N_{\text{ВХ}1} \cdot a - N_{\text{ВХ}1} = N_{\text{ВХ}1} \cdot (a - 1) = \delta N. \quad (18)$$

Если в a раз, или на величину δN , изменилась мощность $N_{\text{ВЫХ}m}$ на последнем ($i = m$) участке, то

$$N_{\text{ВЫХ}m} \cdot a = N_{\text{ВЫХ}m} + \delta N. \quad (19)$$

Тогда, в соответствии с (16) и (17),

$$a = 1 + \delta N / N_{\text{ВЫХ}m}, \quad (20)$$

$$N_{\text{ВЫХ}m} \cdot a = N_{\text{ВЫХ}m} \cdot (1 + \delta N / N_{\text{ВЫХ}m}). \quad (21)$$

В силу основного свойства базовой пропорциональной модели (13), мощность при входе на первый участок $N_{\text{ВХ}1}$ также изменится в a раз и станет равной $N_{\text{ВХ}1} \cdot a$.

Откуда

$$\Delta N^{**} = N_{\text{ВХ}1} \cdot a - N_{\text{ВХ}1} = N_{\text{ВХ}1} \cdot (a - 1) = \delta N \cdot N_{\text{ВХ}1} / N_{\text{ВЫХ}m} = \delta N / \eta, \quad (22)$$

где ΔN^{**} – приращение мощности на первом участке ($i = 1$) при изменении мощности на последнем ($i = m$) участке на величину δN .

Для процесса передачи потока механической энергии от буровой установки на забой скважины характерны относительно малые значения величины общего КПД, поэтому $\Delta N^{**} \gg \Delta N^*$, т.к. $\delta N / \eta \gg \delta N$. Следовательно, в пропорциональной базовой математической модели процесса передачи мощности, в отличие от аддитивной базовой модели, существенную роль играет конкретное место расположения того участка, на котором происходит изменение мощности. При изменении мощности на последнем ($i = m$) участке на величину δN мощность на первом участке изменится на величину $\delta N / \eta$. Степень влияния на общий расход энергии изменения энергозатрат на последнем участке наивысшая, а на первом – наименьшая [1, 3].

Перечислим основные специфические свойства [1] пропорциональной базовой математической модели (12) процесса передачи мощности:

- значения КПД участков неизменны, меняться могут значения мощностей, входящих в зависимость для расчёта КПД;

- полный КПД всех участков передачи мощности остаётся неизменным при изменении мощностей на отдельных участках;
- при изменении мощности на каком-либо участке в a_i раз на предшествующих и последующих участках мощности также изменятся в отличное от a_i число раз;
- степень влияния КПД разных участков на общие затраты мощности различная: наибольшей степенью влияния обладает последний по пути передачи потока энергии участок обладает наивысшей степенью влияния, а первый участок – наименьшей.

Рассмотрим пример расчёта процесса передачи мощности от приводящего двигателя буровой установки на забой скважины. Пусть при некоторых стационарных условиях бурения в соответствии с (13) $\eta = N_{\text{выхм}} / N_{\text{вх1}} = 0,02$, $N_{\text{выхм}} = 10^4$ Вт. Тогда $N_{\text{вх1}} = N_{\text{выхм}} / \eta = 10^4 / 0,02 = 500 \cdot 10^3$ Вт. Следовательно, мощность $N_{\text{выхм}} = 10^4$ Вт, затраченная на разрушение горных пород забоя скважины требует расходования на поверхности $N_{\text{вх1}} = 500 \cdot 10^3$ Вт (т.е. в 50 раз больше). Если из-за износа ПРИ или встречи более твёрдых горных пород (например) затраты мощности на разрушение забоя скважины увеличатся в $a = 1,5$ раза и станут равными $N_{\text{выхм}} \cdot a = 1,5 \cdot 10^4$ Вт (возрастут на $5 \cdot 10^3$ Вт), то мощность, развиваемая приводящим двигателем установки, увеличится до значения $N_{\text{вх1}} = N_{\text{выхм}} / \eta = 1,5 \cdot 10^4 / 0,02 = 75 \cdot 10^4$ Вт (возрастёт на $250 \cdot 10^3$ Вт), или в $a = 75 \cdot 10^4 / (50 \cdot 10^4) = 1,5$ раза. Справедливо и обратное решение: уменьшение мощности на разрушение горных пород забоя скважины, например, на величину $5 \cdot 10^3$ Вт, или в $a = 2$ раза меньшую, чем 10^4 Вт (при условии сохранения высоких показателей углубки скважины и качества выполняемых работ), приведёт на поверхности к экономии $25 \cdot 10^4$ Вт ($N_{\text{вх1}} = N_{\text{выхм}} / \eta = 5 \cdot 10^3 / 0,02 = 25 \cdot 10^4$ Вт, затраты мощности уменьшатся в те же $a = 2$ раза).

Справедливость рассмотренной пропорциональной базовой математической модели процесса передачи мощности на забой скважины, как и аддитивной базовой модели, требует экспериментального подтверждения.

Обобщённая базовая математическая модель передачи мощности

Обобщённая базовая математическая модель процесса передачи мощности имеет предельными случаями аддитивную и пропорциональную модели:

$$\eta_i = N_{\text{выхи}} \cdot b_i / (N_{\text{вхи}} \cdot a_i). \quad (23)$$

В соответствии с (3), (8) и (9) (при $b_i = \delta N_{\text{выхи}} / N_{\text{выхи}} + 1$, $a_i = \delta N_{\text{вхи}} / N_{\text{вхи}} + 1$ и $\delta N_{\text{выхи}} = \delta N_{\text{вхи}} = \delta N_i$) обобщённая математическая модель (23) переходит в частный случай – аддитивную модель (4). Если $b_i \neq \delta N_{\text{выхи}} / N_{\text{выхи}} + 1$, $a_i \neq \delta N_{\text{вхи}} / N_{\text{вхи}} + 1$, $b_i = a_i$ и $\eta_i \equiv idem$, то частным случаем обобщённой модели (23) становится пропорциональная математическая модель (12).

Оценка экономической эффективности процесса передачи механической энергии

Представленные выше модели процесса передачи механической энергии к ПРИ в формах (4), (7), (12), (23) позволяют качественно описать процесс расходования механической энергии в единицу времени на стадии проектирования буровых работ. Производство рассчитанной механической мощности на время реализации и стоимость её единицы позволит спрогнозировать общую стоимость затраченной энергии. Общая стоимость энергии и время её расходования лежат в основе оценки экономической эффективности процесса передачи энергии не только на стадии проектирования работ, но и при сравнении результатов выполненных работ.

При сравнительной оценке эффективности процесса передачи энергии показатели её стоимости и времени передачи одновременно (в виде некоторого объединённого показателя) в настоящее время не используются: стоимостные и временные величины рассматриваются отдельно. На наш взгляд, стоимость и время, рассматриваемые порознь, не характеризуют эффективность использования энергии в целом. Оценка энергоэффективности по каждому из показателей отдельно или независимо по двум из них не может считаться представительной. Проблема осложняется тем, что достоверный (с

требуемой степенью точности) пересчет стоимостных величин в единицы времени и наоборот применительно к процессу бурения скважины практически невозможен.

Надёжная оценка энергоэффективности необходима для выработки и обоснования стратегических направлений развития технологий и организации работ в области бурения скважин. Без такой оценки невозможно ответить на вопрос, бурение какой из двух скважин (при одинаковом качестве работ, но разных технологиях) было более эффективным по расходу энергии, если в результате суммарная стоимость 1 кВт · ч для первой скважины оказалась выше, а затраты времени на расход механической энергии величиной в 1 кВт · ч меньше, чем те же показатели для второй скважины. Ошибка в сравнительной оценке может привести к существенным просчётам в выборе приоритетов, внедрении и стимулировании перспективных технологических и организационных решений и, в конечном итоге, к низкой конкурентоспособности.

Применительно к процессу сооружения скважины в целом, в [1] предложен критерий оценки эффективности буровых технологий по конечным результатам производства работ, выраженный через стоимость бурения 1 м скважины и через стоимость 1 суток сооружения скважины. Применяя методику обоснования указанного критерия к более частной задаче – сравнительной экономической оценке эффективности процесса передачи механической энергии от приводящего двигателя буровой установки к ПРИ, находящемуся на забое скважины, получим:

$$Q = C \cdot T \rightarrow \min, \quad (24)$$

Q – критерий оценки экономической эффективности процесса передачи механической энергии, выраженный через стоимость 1 кВт · ч израсходованной механической энергии, руб. · ч / (кВт · ч)²; C – стоимость 1 кВт · ч израсходованной механической энергии, руб./ (кВт · ч); T – затраты времени на расход механической энергии величиной в 1 кВт · ч, ч / (кВт · ч).

Уравнение (24) удобнее использовать, придав его множителям удельную (по отношению ко всей затраченной энергии E) форму записи.

Введём обозначения:

$$q = Q / E, \quad (25)$$

где q – критерий оценки экономической эффективности процесса передачи удельной механической энергии, руб. · ч; E – вся затраченная энергия, кВт · ч.

$$c = C / E, \quad (26)$$

где c – удельная стоимость израсходованной механической энергии, руб.

$$t = T / E, \quad (27)$$

где t – удельные затраты времени на расход механической энергии, ч.

Используя (25) – (27), получим окончательно:

$$q = c \cdot t \rightarrow \min, \quad (28)$$

Чем меньше величина q , тем эффективнее процесс передачи мощности, поэтому следует стремиться к выполнению условия $q \rightarrow \min$. Качество выполненных работ при этом принимается достаточным, на данном этапе исследований в рекомендуемой зависимости (28) не учитывается.

Рассмотрим близкий к практике буровых работ пример. Пусть при бурении геотехнологической скважины шарошечным долотом затраты энергии на процесс её передачи долоту составили 172800 кВт · ч, а стоимость израсходованной энергии оказалась равной 691200 руб. Общее время, затраченное непосредственно на процесс передачи энергии на забой скважины составило 120 сут. (2880 ч). В тех же геологических условиях, с тем же качеством конечного результата, была пробурена скважина долотом серии PDC. Затраты энергии на процесс её передачи долоту составили 201800 кВт · ч, стоимость израсходованной энергии 928280 руб., а время – 105 сут. (2520 ч). Затраты энергии при каком из двух вариантов были более предпочтительными? Ответить на эти вопросы можно путём сравнения критериев q для каждого варианта: чем меньше будет значение критерия

q , тем процесс эффективнее как по стоимостным, так и по временным показателям расходования энергии.

Расчёты по зависимости (28) приводят к следующему результату (для первой и второй скважины соответственно):

$$q_1 = (691200 / 172800) \cdot (2880 / 172800) = 0,066 \text{ руб.} \cdot \text{ч};$$

$$q_2 = (928280 / 201800) \cdot (2520 / 201800) = 0,055 \text{ руб.} \cdot \text{ч}.$$

Вычисления показывают, что небольшое предпочтение следует отдать второму (с применением долота серии PDC) варианту, т.к. $q_2 < q_1$. Хотя стоимость 1 кВт · ч затраченной энергии при втором варианте выше (4,60 руб.), чем при первом (4,00 руб.), зато ниже затраты времени (0,012 ч для второго варианта и 0,017 ч для первого).

Выводы

1. Основным свойством аддитивной базовой модели является отсутствие взаимного влияния участков передачи мощности.

2. Пропорциональная базовая математическая модель процесса передачи механической мощности характеризуется следующими свойствами:

- значения КПД участков передачи мощности неизменны;
- полный КПД всех участков передачи механической мощности остаётся неизменным при изменении мощностей на отдельных участках;
- степень влияния участков на общие энергозатраты различная: наибольшей степенью влияния обладает последний (по пути передачи мощности) участок, наименьшей – первый участок.

3. Обобщённая базовая математическая модель передачи механической энергии имеет частными случаями аддитивную и пропорциональную модели.

4. Аддитивная, пропорциональная и обобщённая базовые математические модели процесса передачи механической энергии требуют дальнейшего теоретического изучения и проведения экспериментальных и производственных исследований их применимости и корректности.

5. Предложенный критерий оценки экономической эффективности процесса передачи механической мощности позволяет учитывать одновременно как стоимостные, так и временные затраты.

Литература

1. Куликов В.В., Фролова М.С. Базовые математические модели процесса передачи механической энергии при бурении разведочных и геотехнологических скважин. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ), 2015, № 5. – с. 60 – 65. ISSN 0016-7762. DOI 10.32454/0016-7762-2015-5-60-65.

2. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Окмянский А. С. Энергоёмкость бурения геологоразведочных скважин. М.: Недра, 1984. 200 с.

3. Fratzscher W., Brodjanskii V., Michalek K. Exergie. Theorie and Anwendung / VEB Dentscher Verlag fur Grundstoffindustrie. Leipzig. 1986.

4. Ahern J. The Exergy Method of System analysis. / М.-Y.: John Wiley and Sons. 1980.

5. Fratzcher W., Beer J. Stand and Tendenzen dei der anwendung und weiteren twicklung des Exergiebegriffs // Chemische Nechnik. 1981. Bd 33. №1. P. 1-10.

6. Galimova L.V., Guidi T.C. Détermination des pertes minimales exergétiques d'un compresseur d'une machine frigorifique expérimentale d'essai // Journées scientifiques internationales de Lomé XIII édition. Résumé. Lomé (Togo). 2008. P. 235.

7. Niculshin Y., Andreev L. Exergy Efficiency of Complex Systems / Proceedings of International Conference of Ocean. -Japan. 1999. P. 161-162.

8. Головин С. В., Меркулов М. В., Косьянов В. А. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы

теплоизоляционных установок. // Горный журнал. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2018, № 11. – с. 51 – 55. ISSN 0017-2278. DOI 10.17580/gzh.2018.11.09.

9. Igumnov A. O., Sonkin D. M., Khrul S. A. Development of a Combined Algorithm for Request Distribution Using Multi-Objective Optimization Methods // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol. 756. P. 646–651.

10. Morozov M., Strizhak P. Researches of Advanced Thermal Insulating Materials for Improving the Building Energy Efficiency // Key Engineering Materials. 2016. Vol. 683. P. 617–625.

11. Shmurygin V., Lukyanov V., Maslovsky A. Time cycle calculation procedure for the special crew during the mining mobile machine complex operation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. Vol. 24.

12. Zakharova A. A., Kolegova O. A., Nekrasova M. E., Eremenko A. O. Methods Used to Support a Life Cycle of Complex Engineering Products // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2016. Vol. 142.

13. Петроченков Д. А., Куликов В. В., Литвиненко А. К., Оникиенко Л. Д. Ювелирные аммониты Канады: особенности добычи и обработки. // Горный журнал. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2018, № 11. – с. 65 – 70. ISSN 0017-2278. DOI 10.17580/gzh.2018.11.12.

УДК 622. 276

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ИЗБИРАТЕЛЬНО-ОЧАГОВОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.С. Марданов¹, З.А. Куангалиев²

¹Филиал "КМГ Инжиниринг" Каспиймунайгаз"

²Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева

Бұл мақалада мұнай кен орындарын игеруді өнімді қабаттын энергетикалық жағдайын тұрақтату мақсатында жетілдірудің негізгі ұстанымдары және жер қойнауында қалған қозғалатын мұнай қорларын қабат қысымын қалпында ұстау жүйесін жетілдіру жолымен игеру үдерісінің қамтуын ұлғайту қарастырылған.

Түйінді сөздер: Су-мұнай байланысы, қабаттық қысым динамикасы, қарқынды іріктеу, айдау ұңғымалары, іріктеу балансы, жүйені оңтайландыру, фронт жағдайы, материалдық баланс.

: В настоящей статье рассмотрены основные принципы оптимизации разработки нефтяных месторождений с организацией поддержания стабильного энергетического состояния залежи и увеличения охвата процессом разработки остаточных подвижных запасов нефти путем оптимизации системы ППД.

Ключевые слова: Водонефтяной контакт, динамика пластового давления, интенсивный отбор, нагнетательные скважины, баланс отбора, оптимизация системы, положение фронта, материальный баланс.

The present article describes the basic principles of oil fields' development optimization in order to maintain the energy state of pool and increase the development process coverage of residual mobile oil reserves by means of RPM system optimization.

Key words: oil-Water contact, the dynamics of reservoir pressure, intense selection, injection well balance selection, optimization of the system, the position of the front material balance.

На рассматриваемом месторождении **продуктивный горизонт М-I** стратиграфически приурочен к арыкумскому горизонту нижнедаульской свиты неокомского возраста. Горизонт нефтяной, вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Залежь продуктивного горизонта М-I относится к типу пластовых, сводовых, литологически экранированных.

Общая толщина продуктивного горизонта изменяется от 1,1 до 17,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 0,7 до 6,6 м. Коэффициент песчаности составляет в среднем 0,9 доли ед. Коэффициент расчлененности в среднем 1,38 доли ед.

Водонефтяной контакт изменяется от минус 1172 м до минус 1181 м. Утвержденная площадь нефтеносности продуктивного горизонта М-I равна по категории С₁-18447,6 тыс.м² и С₂-3206,7 тыс.м².

В целях контроля за разработкой и определения энергетического состояния залежи, а так же определения фильтрационных параметров пластов проводятся гидродинамические исследования методом регистрации давления при нестационарной фильтрации (КВД, "ProductionAnalysis") и методом установившихся отборов, замером забойного давления стационарным глубинным манометром во время работы скважины ЭЦН в течение месяца. Далее, данные забойного давления и дебита скважины интерпретируются специальными программными продуктами. В результате стали известны значения проницаемости пласта, гидропроводность, скин-фактор, коэффициент продуктивности, коэффициент снижения дебита жидкости.

По гидродинамическим исследованиям скважин по горизонту М-I получена высокая проницаемость, в среднем 0,947 мкм².

На данный момент горизонт М-I разрабатывается наводонапорном режиме. Фонд добывающих скважин составляет 22 ед., нагнетательных - 5 ед. Месторождение разрабатывается с 2003 года, начальное пластовое давление составляло 13 МПа. По динамике пластового давления (рисунок 1) видно, что по пласту показатель давления держится на стабильном уровне. Снижение пластового давления от начального уровня за 10 лет разработки составляет всего 1,5 МПа и равняется 11,5 МПа, забойное давление равно 9 МПа. При этом текущий КИН равен 0,23 доли ед. при утвержденном - 0,48 доли ед.[1.3]

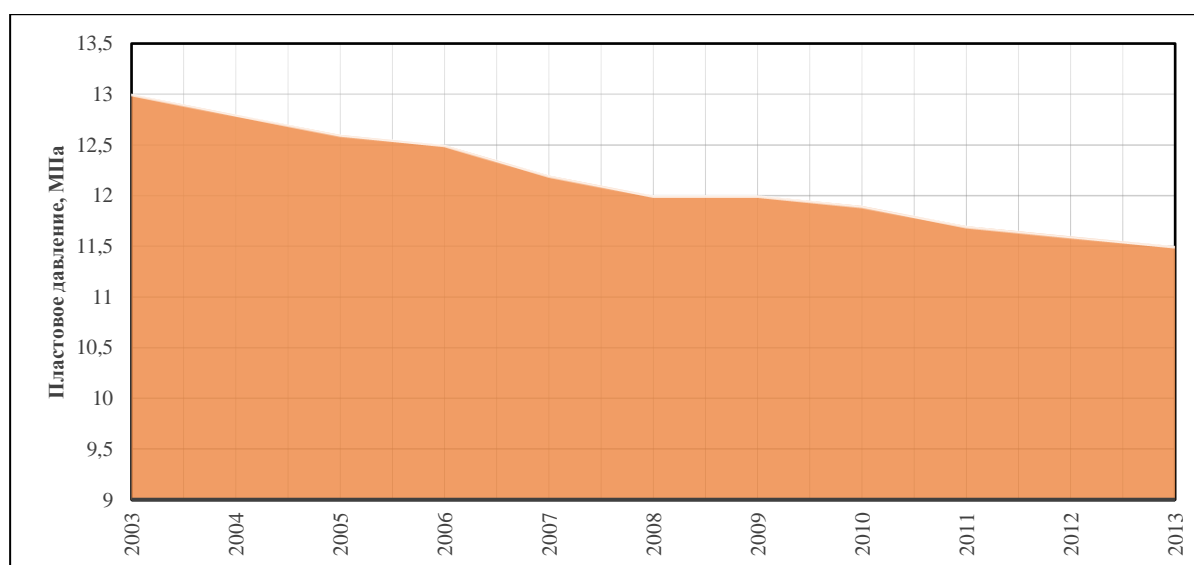


Рис. 1 –Динамика пластового давления

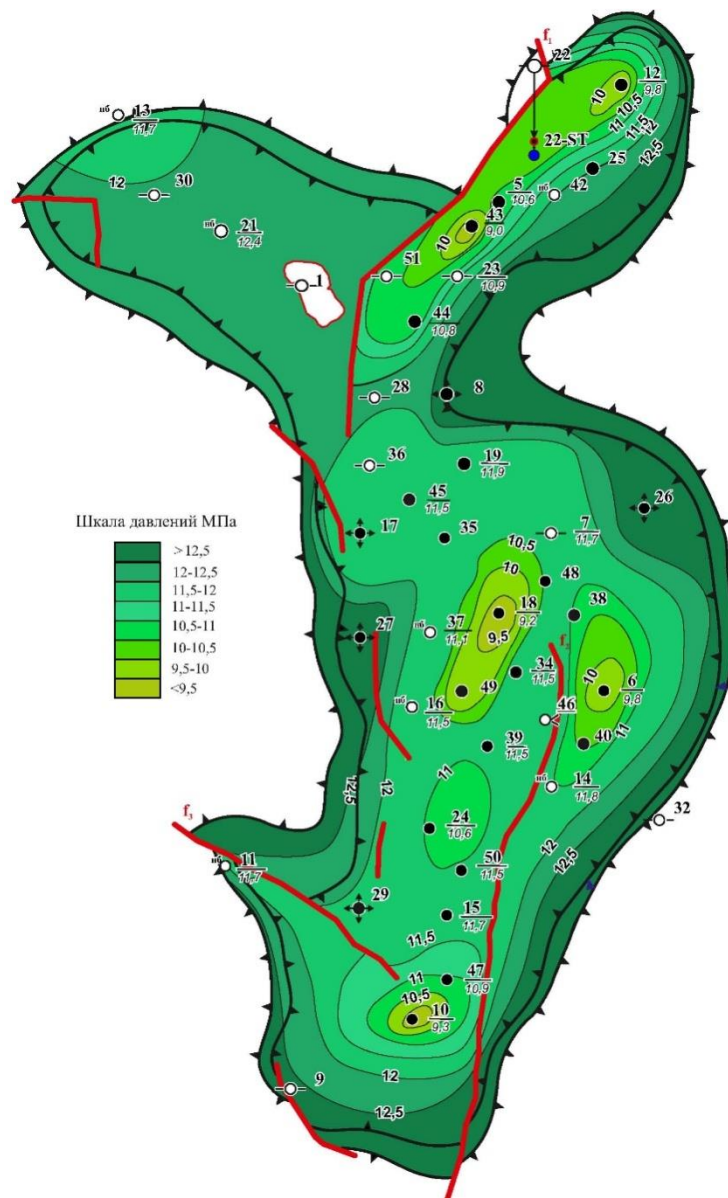


Рис. 2- Карта разрабатываемого горизонта М-I

После 5 лет разработки пластовое давление начало незначительно снижаться, причиной является интенсивный отбор жидкости, в связи с этим на месторождение было предусмотрено ППД путем внутриконтурного заводнения через 5 нагнетательных скважин. В целом реализация системы ППД положительно влияет на энергетическое состояние залежи, но в районах скважин, удаленных от контура ВНК и зоны влияния нагнетательных скважин, наблюдается образование «воронок» пониженного пластового давления (рисунок 2.)

С учетом сложившейся системы разработки, динамики отборов и количества текущих извлекаемых запасов нефти в рамках выполненного проектного документа рекомендован ввод из бурения добывающих скважин для охвата извлекаемых запасов нефти по всем не вовлеченным в разработку зонам, также дополнительный ввод нагнетательных скважин и реализация системы ППД посредством избирательно-очагового заводнения.

Активность законтурной воды

Обоснование активности законтурной воды приводилось с помощью методики материального баланса. С использованием общепринятого математического уравнения показывающий баланс отбора и закачки с учетом изменения пластового давления и свойств флюидов, было выявлено, что 70% отобранной из пласта жидкости компенсируется поступлением воды из законтурной области,[1.4.] поэтому был сделан вывод о достаточности 30% компенсации отбора жидкости, для полного ППД залежи. (рисунок 3.)

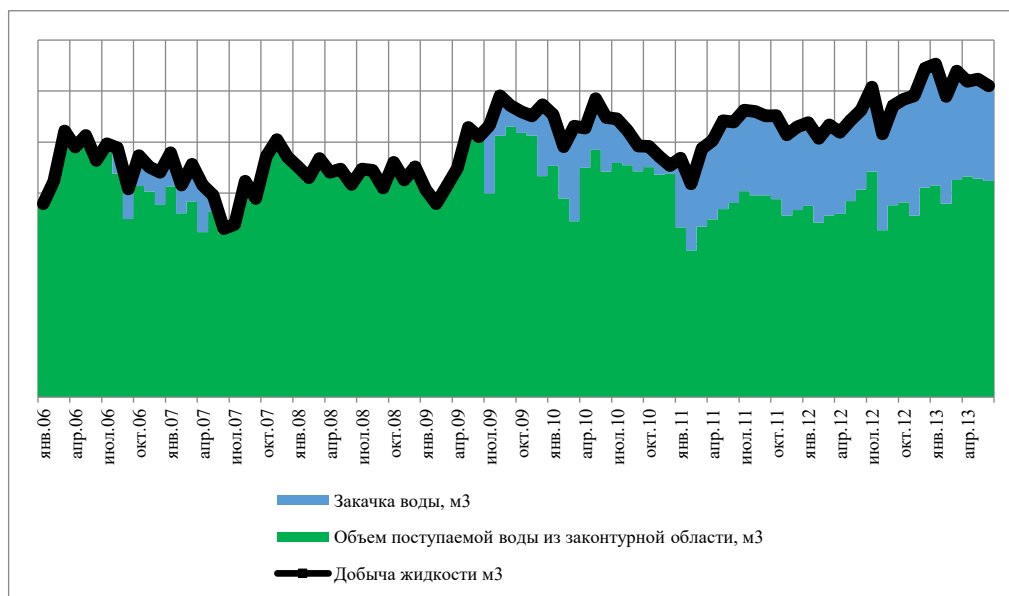


Рис. 3- Динамика активности законтурной воды

Учитывая глубины залегания кровли коллектора, площадь нефтеносности, геолого-физические характеристики и возможности нефтеотдачи продуктивных пластов,[5] принятые минимальные толщины для размещения скважин и границ охранных зон, в соответствии с принятой динамикой разбуривания были произведены расчеты прогнозных технологических показателей в двух вариантах разработки:

- 1) Продолжение реализуемой системы разработки, эксплуатация добывающих скважин механизированным способом;
- 2) Ввод из бурение 18 добывающих скважин для вовлечения остаточных извлекаемых запасов нефти и ввод 7 нагнетательных скважин для реализации избирательно-очагового заводнения, с обеспечением 30% компенсации отбора. (рисунок 4.)

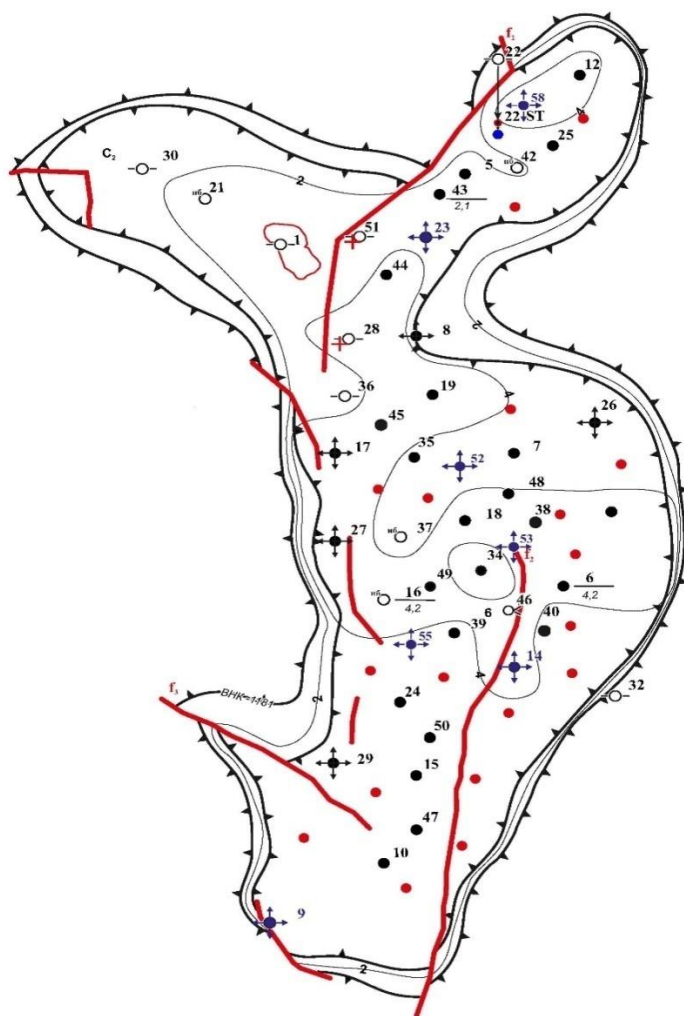


Рис. 4- Схема расположения пробуренных и проектных скважин горизонта М-І

Выбор места расположения нагнетательных скважин основывалисьна следующих принципах:

- 1) В зонах пониженного пластового давления;
- 2) В зонах большого отбора нефти;
- 3) В зонах не вовлеченных запасов, где остались целики нефти (уплотнение сетки скважин).

Наиболее технологически эффективным оказался вариант 2, предусматривающий бурение добывающих и нагнетательных скважин и оптимизацию системы ППД (рисунки 5-6).

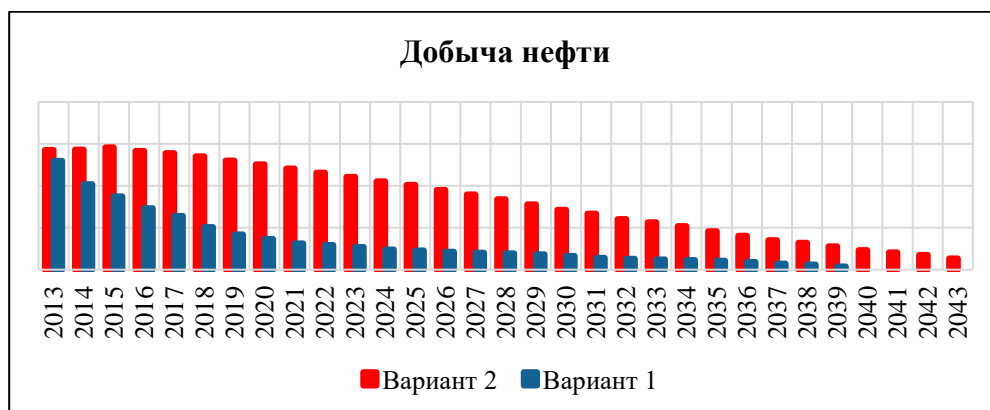


Рис. 5- Сравнение вариантов разработки по добычи нефти

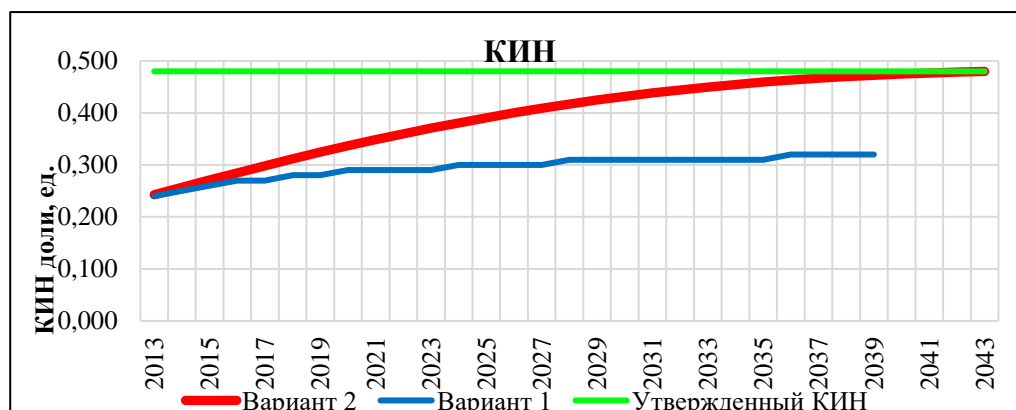


Рис. 6 - Сравнение вариантов разработки по коэффициентам извлечения нефти

Таким образом, успех процесса заводнения зависит от программы детального и своевременного мониторинга процесса, что и было сделано в данной работе. Для создания хорошо продуманной и эффективной программы мониторинга, следует обратить особое внимание на следующие основные аспекты:

1. Процессы, происходящие в пласте (положение фронта, материальный баланс...);
2. Текущее состояние эксплуатационных и добывающих скважин;
3. Своевременное проведения гидродинамических исследований.

Литература

1. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений РК (ЕПР НГМ-96), г. Алматы 1996г.
2. Единые правила охраны недр (ЕПОН) при разработке месторождений полезных ископаемых в РК, г. Алматы 1999г.
3. Пермяков И.Г., Сатаров М. М., Генкин И. Б. «Методика анализа разработки нефтяных месторождений», Москва 1962г.
4. Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39.0-110-01, г. Москва 2002г.
5. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Новые технологии повышения добычи нефти – Самара, 19

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПО ВОПРОСАМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОДОИЗОЛЯЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЫ

З.А. Куангалиев¹, А.С. Марданов²

¹Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева

²Филиал "КМГ Инжиниринг" Каспиймунайгаз

Бұл жұмыста газ, газдыконденсат және мұнай кенорындарын пайдаланудағы оқшаулау жұмыстарының әдістері және су ағынының көздері толық келтірілген.

Түйінді сөздер: жөндеу-оқшаулау жұмыстары; су ағынын шектеу; арнайы бұғаттау сұйықтығы; саңылаусыздандыру; қабат аралығы; оқшаулаудың селективті және селективті емес әдістері.

В данной работе широко рассмотрены методологические подходы и вопросы применения водоизоляционных работ, анализ подборов методов и определения эффективности водоизоляции. Подробно отражены источники водопритока и способы изоляционных работ при эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Ключевые слова: продуктивный интервал; ликвидация водопритока; жидкость глушения; осажженный мел; водная фаза; водочувствительные минералы; Ремонтно-изоляционные работы; ограничение водопритока; специально блокирующая жидкость; герметичность; интервал горизонтов; селективные и неселективные методы изоляции.

In this paper, it is widely considered the methodological approaches and issues of application of waterproofing works rebounds analysis methods and determination of the effectiveness of waterproofing. It is shown in detail the sources of water production and methods of insulation in operation of gas, gas condensate and oil fields.

Key words: productive interval; elimination of water inflow; kill fluid; precipitated chalk; the aqueous phase; water-sensitive minerals; and etc. Repair-and-insulation operations, restriction of water production, specially blocking liquids, leaktightness, horizon interval, selective and non-selective insulation methods.

Обводнение скважин, не связанное с выработанностью запасов нефти и газа, уменьшает конечную нефтеотдачу и приводит к росту эксплуатационных расходов из-за больших затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти, а на газовых и газоконденсатных месторождениях - очень часто к переходу скважин в гидратный режим работы и их остановке. Установлено, что при эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину при освоении после бурения, в процессе непродолжительной или длительной эксплуатации скважины. Причина поступления посторонней воды в скважину заключается в следующем:

1. При бурении скважины возникает гидродинамическая связь всех пластов разреза, вскрытого скважиной, в т.ч. и водоносных, и газонефтеносных.

2. При спуске обсадной колонны и ее цементирования не ликвидирована возникшая гидродинамическая связь пластов со скважиной и между пластами.

3. При работах в скважине нарушена герметичность и целостность эксплуатационной колонны и (или) цементного кольца за ней.

4. Наличие гидродинамической связи между разнонасыщенными пластами, которая проявляется в процессе разработки залежи при изменении термодинамических условия в пласте.

Известно, что поступление посторонних вод в скважину может возникнуть из-за:

-некачественного цементирования эксплуатационной колонны, особенно в интервалах водоносных, газоносных или нефтеносных горизонтов;

- повреждения цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины (при прострелочно-взрывных, аварийных работах и т.д.);
- обводнения через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же объект;
- негерметичности эксплуатационной колонны, связанной с дефектами изготовления труб или дефектами материала труб;
- нарушение герметичности колонны вследствие коррозии под воздействием агрессивных пластовых флюидов;
- нарушения целостности или полного разрушения цементного кольца в заколонном пространстве при прострелочно-взрывных работах;
- повреждения колонны и цементного кольца при освоении скважины, текущем и капитальном ремонтах.

Отметим следующие источники попадания посторонних вод в продукцию скважин[3] изменение относительной фазовой проницаемости продуктивного пласта для флюидов (в зоне интервала перфорации); изменение термогазодинамических параметров призабойной зоны в процессе разработки залежи; деформация каналов горной породы за счет уменьшения пластового давления при постоянстве горного. Большинство скважин обводняется из-за некачественного цементирования эксплуатационных колонн и часто из-за разрушения цементного кольца.

Выделим три основные группы источников водопритока:

1. Особенности геологического строения залежей. Здесь требуется индивидуальный подход к проектированию и проведению водоизоляционных работ на разных месторождениях и залежах.

2. Источники, связанные с процессом разработки. К ним относят подъем подошвенных и движение контурных вод. Очень велико отрицательное влияние на технологию крепления геолого-промысловых факторов, наибольшее влияние из которых имеют: не стационарность термодинамического состояния эксплуатируемых пластов, которая приводит к перераспределению текущего пластового давления по площади и разрезу залежей, изменению градиента давления между водонасыщенными, газонасыщенными, нефтенасыщенными пластами; заколонные и межпластовые перетоки.

3. Техническими источниками обводнения являются: негерметичное цементное кольцо, нарушение в теле и резьбовых соединениях труб колонн (поступление чужой воды сверху или снизу и собственной подошвенной, заколонноперетоки и др.)

Наиболее типичными дефектами в цементном камне являются: вертикальные трещины, высокая проницаемость камня, отсутствие сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины.

Практический опыт и исследования показывают, что основные причины, вызывающие не герметичность крепи, это:

- рыхлая глинистая корка на стенках скважины;
- отсутствие сцепления или плохое сцепление цементного камня с колонной с породами;
- неполное замещение бурового раствора цементным раствором при цементировании колонны;
- нарушение целостности цементного кольца при перфорационных работах;
- образование флюидопроводящих каналов в цементном камне и глинистой корке за счет процессов, происходящих при структурообразовании раствора и гидратации цемента;
- коррозионное разрушение цементного кольца.

Такое положение определяет подходы, и решение многих вопросов по проведению водоизоляционных работ, геолого-технического анализа, подбора методов и определения эффективности РИР(ремонтно- изоляционных работ)[1,2].

В последние десятилетия поддержания уровня добычи углеводородного сырья в основном обеспечивается за счет поддержания в работоспособном состоянии действующих скважин и ввода в эксплуатацию скважин старого фонда после проведения капитального

ремонта, Большую долю от всех капитальных ремонтов скважин составляют ремонтно-изоляционные работы, связанные с водоизоляционными работами и повторным креплением скважин[3].

При строительстве скважин, в ряде нефтегазовых регионов, серьезные осложнения, такие как не герметичность обсадных колонн и межпластовые перетоки, составляют до 20% от общего числа осложнений. Наиболее распространенным способом ликвидаций дефектов крепи скважин в большинстве случаев является повторное цементирование под давлением, но, как уже упоминалось выше, успешность повторного цементирования не превышает 60%.

Установлено, что затраты на РИР составляют по отношению к общим затратам на крепление скважин в эксплуатационном бурении примерно 60%, а в разведочном - 80%. Проблема РИР при эксплуатации скважин стоит еще более остро.

Известно, что причиной получения притоков и высокого обводнения продукции скважин послужило создание больших депрессий на пласт, превышение предельной величины безводного дебита и подтягивание конуса воды в изотропном продуктивном пласте.

Из опыта водоизоляции и ликвидации водопритока в скважины знаем, что выполняемые ремонтные работы определяются осложнениями, возникшими при строительстве, испытании, освоении и дальнейшей эксплуатации скважин: недоподъем цемента за эксплуатационной колонной до проектной отметки, разрушение цементного кольца за колонной при перфорации, не герметичность технических и эксплуатационных колонн, межпластовые перетоки, обводнение из-за подтягивания ГВК или ВНК к интервалу перфорации и т.д.

Значительный объем РИР выполняется по устранению не герметичности эксплуатационной колонны. На такие работы затрачивают в среднем при ликвидации дефектов в обсадных трубах примерно 32 сут, при герметизации резьбовых соединений - 34 сут, стыковочных соединений колонн - 42 сут.

В зависимости от применяемого тампонажного состава и механизма изоляции все методы изоляции делят на селективные и неселективные.

Селективные методы основаны на использовании селективных свойств самих изолирующих материалов, технологии проведения работ и характере насыщения породы. Изоляция водопритока при использовании таких методов происходит за счет следующих процессов:

- гидрофобизация породы и образование в порах стойких эмульсий;
- физико-химическое превращение реагента при контакте с пластовой водой (коагуляция, уменьшение растворимости);
- взаимодействие химических веществ, входящих в тампонажный состав с солями пластовой воды;
- охлаждение призабойной зоны пласта;
- осаждение перенасыщенных растворов твердых углеводородов в призабойной зоне пласте.

Неселективные методы основаны на одновременной или последовательной закачке в пласт двух или нескольких химических реагентов, образующих после взаимодействия (химического или физико-химического) нерастворимый ни в нефти, ни в воде осадок. При неселективной изоляции возможно снижение фазовой проницаемости до нуля и для воды, и для нефти, и для газа. При условии, что не произошла необратимая коагуляция продуктивной части пласта, потребуются, дополнительные работы по восстановлению проницаемости по нефти и газу и вызову притока, в противном случае скважина будет ликвидирована[1;7].

Одна из важнейших проблем при разработке и выполнении мероприятий по повышению эффективности разработки газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений является метод ограничения притока воды в скважины.

Наличие подошвенной воды существенно осложняет эксплуатацию отдельных скважин и разработку залежей в целом. Вода, поступающая через нижние отверстия фильтра, конусообразно подтягивается к забою скважины. Так же преждевременно может произойти обводнение из-за нарушений герметичности эксплуатационной колонны выше или ниже продуктивного интервала.

Обводнение скважин, не связанное с выработанностью запасов нефти и газа, уменьшает конечный объем извлечения углеводородов (газа, газоконденсата, нефти), на газовых и газоконденсатных месторождениях очень часто приводит к переходу скважин в гидратный режим работы и остановке, а на нефтяных — к росту эксплуатационных расходов из-за больших затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

Межремонтный период работы крепи скважин непродолжителен, велики потери средств, связанные с простоем скважин и их ремонтом, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

В связи со сложным строением месторождений нефти и газа формы поступления воды в продуктивные пласты и скважины могут быть самыми разными, при этом отсутствие надежных методов определения - путей поступления воды в скважину осложняет решение задачи по ликвидации водопритока [1; 6; 5].

Эффективное использование действующего фонда и поддержание его в рабочем состоянии является важнейшей задачей для работников НГО (Нефтегазовой отрасли) и ученых нефтяников и газовиков. Актуальность проблемы растет по мере старения фонда скважин. Увеличение фонда действующих скважин, длительное время находящихся в эксплуатации, приводит к обострению проблемы их ремонта, так как все большее их число нуждается в каком-либо виде ремонта.

Ежегодно на ремонт скважин, связанный с водоизоляционными работами и ремонтом крепи, расходуют более 50 % отпущенных средств [2]. Эксплуатация скважин с обводненностью продукции более 80 % значительно повышает себестоимость добычи нефти и газа. Задачи, возникающие в связи с обводнением скважин большинства месторождений России и Казахстана, находящихся на разных стадиях разработки, требуют большого внимания и затрат для их решения.

К сожалению, проводимые ремонтно-изоляционные работы часто не обеспечивают устранение причин осложнений в скважинах при прорыве посторонних вод. Так, например, успешность повторного цементирования не превышает 60 %. [3]. Есть немало случаев, когда при ремонтно-изоляционных работах происходит некорректная закачка изолирующего состава (изолирующий состав попадает в продуктивную часть пласта, не подлежащую обработке) и продуктивный пласт необратимо кольматируется. Проводится исправление неудачно выполненных ремонтно-изоляционных работ, но предпочтительнее недопущение некорректной закачки изолирующих материалов. В связи с этим актуально решение задачи проведения эффективных ремонтно-изоляционных работ по устранению заколонных перетоков и различных по характеру источников водопритока в скважину. Необходимо разработать рекомендации по усовершенствованию технологий ВИР (водоизоляционных работ) и РИР (ремонтно-изоляционных работ), например, создать эффективный состав, блокирующий продуктивный пласт от проникновения в него кольматирующих и тампонирующих агентов на время выполнения ВИР и РИР, обеспечивающий облегченное и непродолжительное освоение скважины после ремонта.

Чтобы не допустить контакта эксплуатационного объекта с жидкостью глушения, в работе рекомендуют применять так называемые блокирующие составы, не допускающие проникновение жидкости в пласт. В развитие данного направления в работах предложены конкретные рецептуры блокирующих составов. Так, например, предложено временное блокирование продуктивного пласта концентрированной меловой суспензией, стабилизированной КМЦ. В качестве твердой фазы суспензии применяли химически осажденный мел. По ряду физико-химических показателей он отличается от используемых до сих пор для этих целей карбонатных материалов (строительный мел, мраморный

порошок и пр.). Содержание углекислого кальция в химически осажденном меле нормируется в пределах 97—98 %, что предопределяет его высокую химическую активность при деблокировании пласта (например, соляно-кислотной обработкой). Химически осажденный мел — это тонкодисперсный, микрокристаллический порошок (гранулометрический состав $d < 0,005$ мм — 80 %), позволяющий при формировании блокирующей зоны создавать очень плотную и прочную меловую корку, препятствующую проникновению жидкостей глушения в пласт. Содержание в нем примесей, нерастворимых в соляной кислоте, минимально (0,15-0,20 %), что исключает возможность загрязнения коллектора при деблокировании пласта. При действии кислот химически осажденный мел в значительных количествах выделяет углекислый газ, поставляющий дополнительную энергию при освоении скважин. Использование химически осажденного мела для временного блокирования является весьма эффективным и экономически выгодным, так как он имеет следующие характеристики:

- 1) высокая дисперсность (эффективная удельная поверхность его частиц при температуре 100°C достигает 4000 м²/г);
- 2) отсутствие загрязняющих примесей;
- 3) способность к активному химическому взаимодействию без образования нерастворимых осадков;
- 4) выделение при реакции с соляной кислотой значительных объемов газа;
- 5) приемлемая стоимость и технологичность.

В Полтавском ГПУ есть опыт применения в качестве блокирующих жидкостей временно закупоривающих составов коллекторов (ВЗСК-1), представляющих собой водный раствор КМЦ и ПАВ, загущенный мелом. До начала применения блокирующих составов в 1983 г. происходило уменьшение дебита газа после ремонта в среднем до 27 % от доремонтного. Применение ВЗСК-1 на 19 скважинах обеспечило сохранение дебита после ремонта по сравнению с доремонтным в среднем до 74,6 %. То есть потери дебита сократились более чем в 2 раза [4; 6].

При освоении и эксплуатации скважин увеличиваются нагрузка на цементное кольцо и перепад давления между продуктивным и водоносным пластами, что приводит к притоку чужой воды связанным с этим осложнениям.

Одна из основных проблем при выполнении различных видов ремонта скважин — это сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов. Число ремонтов скважин увеличивается с каждым годом, поэтому все большее значение приобретают разработка и внедрение научно обоснованных составов жидкостей глушения и блокирования продуктивных пластов, не оказывающих отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта.

В настоящее время в основном применяют в качестве блокирующих жидкостей водные растворы различных солей (NaCl, CaCl₂ и др.), глинистые буровые растворы на водной основе, обработанные различными видами полимеров и других химических реагентов, которые приводят к необратимому ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП). При ремонтно-изоляционных работах иногда происходит попадание изолирующего состава в интервал, не подлежащий изоляции, и тогда коллектор необратимо кольматируется. Вследствие кольматирования ПЗП проводят специальные работы по воздействию на пласт для восстановления коллекторских свойств, что вызывает существенное удлинение сроков ремонта и его удорожание, и в то же время не всегда восстанавливаются первоначальные параметры продуктивного пласта.

Наибольшее влияние на продуктивный пласт оказывают:

- глубина и объем проникновения в продуктивный пласт задавочного или другого раствора и блокирующей жидкости;
- состав и плотность водной фазы;
- кратность операций блокирования пласта;
- наличие в составе породы водочувствительных минералов и др.

По - этому, предотвращение осложнений, связанных с кольматацией, возможно при условии применения в качестве блокирующих жидкостей, обеспечивающих сохранение коллекторских характеристик призабойной зоны скважин. В связи с этим предпочтительно разрабатывать и применять селективные методы водоизоляции. Как правило, изоляцию водопритока и восстановление герметичности крепи скважин проводят путем создания непроницаемых экранов и барьеров, перекрывающих каналы поступления воды.

Таким образом, разработка блокирующих систем для капитального ремонта скважин, в т. ч. для проведения селективной закачки изоляционного состава, обладающих минимальным отрицательным воздействием на пласт, является актуальной задачей в газонефтедобывающей промышленности [4; 8].

Одновременно можно снизить непродуктивную закачку в системе ППД путем ограничения ухода воды в законтурную зону и ограничения межпластовых перетоков

Литература

1. Ю.В.Баранов, М.А.Маликов, И.Г.Нигматуллин, С.В.Чугунов – «О некоторых аспектах повышения эффективности водоизоляционных работ», Нефтяное хозяйство, – 2000. – №11 – с34-35
2. И.И.Клищенко, А.Г.Ягофаров – Тюмень ТМТЦНТИ, 1985, - Информационный листок №85 – 6, - с4
3. В.А.Блажевич, Е.Н.Умирханов, В.Г.Умбетбаев – «Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений», М.;Недра, 1981. – с232
4. Г.С.Дубинский, Х.И.Акчурин, В.Е.Андреев, Ю.А.Котенов – «Технологии водоизоляционных работ в терригенных коллекторах», Санкт-Петербург, Недра – 2011, - с 6;8; 10-11; 15; 44-45
5. В.Ф.Буднипов, П.П.Макаренко, В.А.Юрьев, - «Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах», Москва; Недра, 1997, - 226с.
6. Р.Р.Лукманов, и др. « Проблема ограничения притока подошвенной воды в скважины. Строительство нефтяных и газовых скважины на суше и на море» - Москва, 2004 – №1. – с – 19-21.
7. Анализ применения блокирующих жидкостей при ремонтных работах в скважинах З.А. Куангалиев, и др. Вестник АИНГ, Атырау, 2016 - №1(37) -с-31.
8. Источники водопритока и способы изоляционных работ при ремонте скважины З.А. Куангалиев, и др. Вестник АИНГ, Атырау, 2016- №1 (37) -с.44.

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ

Ж.К. Жантурин¹⁾, А.Т. Мусрепова²⁾

НАО «Атырауский университет нефти и газа» им. С Утебаева,
Республика Казахстан
aing-zhomart@mail.ru, alma2075@mail.ru

В статье рассмотрены некоторые вопросы по обустройству месторождений на море. Приведены наиболее эффективные технические и экономические решения по эксплуатации месторождений на море. Указаны специфические особенности обустройства нефтегазовых месторождений на море.

Ключевые слова: транспортировка нефти, плавучие и стационарные платформы, добыча нефти на море.

Мақалада теңіздегі кен орындарын орналастыру сұрақтары қарастырылған. Теңіздегі кен орындарын пайдаланудың тиімді техникалық және экономикалық әдістері берілген. Теңіздегі кен орындарын орналастырудың өзіндік ерекшеліктері көрсетілген.

Түйін сөздер: Мұнайды тасымалдау, жүзбелі және стационарлы платформалар, теңіздегі мұнай өндіру

The article is devoted to the equipment of the deposits in the sea. The most effective technical and economic solutions for the field operation at the sea are given in this article. The features of the location of oil and gas fields in the sea are indicated.

Key words: oil transportation, floating and stationary platforms, oil production at sea.

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли дальнейшее увеличение добычи углеводородного сырья обеспечивается за счет вовлечения в промышленную разработку месторождений, расположенных в районе континентального шельфа со сложными геолого-климатическими условиями.

При этом, затраты на разработку и обустройство глубоководных месторождений значительно возрастают по сравнению с нефтегазодобывающими районами, расположенными на суше.

В таких условиях становятся актуальным совершенствование методов планирования добычи нефти и газа, поиска оптимальных вариантов, определение очередности и сроков ввода в разработку месторождений, темпов их эксплуатаций, объемов добычи, параметров и сроков строительства трубопроводов и прочих технико-экономических показателей.

Эти условия обусловлены резким отличием добычи нефти на море от условий добычи на суше и основными из них являются следующие:

- сбор и транспорт высоковязкой и тяжелой нефти, а также продукции газоконденсатных скважин по подводным трубопроводам под большим давлением;
- проблемными вопросами строительства на стационарных платформах компрессорных и электрических станции большой мощности;
- возможностью обустройства путем строительства укрупненных блоков без ограничения в весе и в габарите;

Вибрацией, высокой влажностью и температурой, затрудняющими нормальную эксплуатацию приборов и устройств контроля и автоматики.

Исходя из этих условий, можно отметить следующие специфические особенности обустройства нефтегазовых месторождений на морских акваториях:

- рост добычи нефти и газа обеспечивается в основном бурением скважин со стационарных платформ, то есть, возможностью бесперебойного, не зависящего от времени года, сбора и транспорта продукции скважин большинства новых месторождений по подводным трубопроводам, к которым будут необходимы дополнительные мероприятия;
- большие запасы нефти и газа распределяются по структурам, освоение которых с помощью стационарных надводных платформ будет экономически нецелесообразно и технически почти неосуществимо. Следовательно, предстоит освоение техники сбора и транспорта продукции подводных промыслов;
- на организацию сбора и транспорта нефти и газа потребуются большие капитальные вложения, для освоения которых в сжатые сроки с минимальными трудовыми затратами необходимы укрупненные комплексно-автоматизированные технологические блоки, а количество технологических объектов должно быть минимальным.

Вышеперечисленные особенности обустройства нефтегазовых месторождений на морских акваториях требуют решения следующих проблем:

- сбор и транспорт продукции нефтяных и газоконденсатных скважин, пробуренных с учетом специфических особенностей сбора и транспорта, по подводным трубопроводам высоковязкой нефти, газа и воды под высокими давлениями;
- сбор и транспорт продукции скважин, пробуренных с плавучих буровых платформ;

- разработка конструкций укрупненных технологических блоков, приспособленных для работы в морских условиях, с учетом автоматизации, телеуправления и т. д.;
- строительство подводных трубопроводов из труб большого диаметра, на высокие рабочие давления, укладываемых на больших глубинах и в подводных траншеях;
- сооружение резервуарных парков на морских основаниях;
- разработка мероприятий, предотвращающих загрязнение окружающей среды и очищающих морскую воду от песка и нефти;
- электро- и теплоснабжение технологических объектов на море;
- дожатие и подготовка газа к транспорту на индивидуальных и групповых установках осушки;
- подготовка нефти до товарной кондиции с закачкой воды в пласты;
- организация опробования, освоения и опытно-промышленной эксплуатации разведочных скважин с учетом охраны окружающей среды.

Комплексные решение этих проблем возможно при разработке технологических схем для как для бурения, так и для добычи с учетом компоновки и монтажа всего необходимого оборудования на многоярусных платформах, обеспечивающих одновременное бурение и эксплуатацию пробуренных скважин.

Литература

1. Абдуллаев М.Мю, Асплунд А.В., Мамедов Ф.А., «Проектирование морских подводных нефтегазопроводов». ВСН 51-9-86. Утверждено Мингазпромом.
2. Вяхирев Р.А., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений.- М: Изд-во Академия горных наук, 1999, 373 с.
3. Ильяев Д.В., Мамедов Ф.А., Ханларова А.Г. Особенности, методы исследования и проблемы диагностики морских подводных трубопроводов на глубоководном шельфе Каспийского моря. Трубо – диагностика-91. Современное достижение в области диагностики трубопроводов в СССР и за рубежом. Ялта, 1991.
4. Мамедов Ф.А. Унификация технических решений сбора, подготовки и транспорта продукции месторождений нефти и газа Каспийского моря. Сборник научных трудов, ВНИПИгаз, 1982, с. 20-31.
5. Саттаров Р.М., Ахмедов К.А., Мамедов Ф.А. Методика гидравлического расчета параметров оптимального режима работы подводных трубопроводов при совместной транспортировке нефти и газа. Утверждено «Касморнефтегаз»ом.
6. Эфендиев Н.Г., Мамедов Ф.А., Алиев А.Д. Концепция и принципиальные решения обустройства глубоководных месторождений нефти и газа Каспийского моря. ВНИИМОРГЕО, Рига, 1990, с. 3-5.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗДАРЫН КӘДЕГЕ АСЫРУ- КӨМІРСУТЕК ШИКІЗАТТАРЫН ТИІМДІ ПАЙДАЛАНУДЫҢ ФАКТОРЫ

А. Бағдатқызы, Г.А. Оразова, Э.Б. Жунусова, А.И. Әбілхайыров

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қ., Қазақстан
kinomanka_95@mail.ru, tahmina.66@mail.ru

Ілеспе мұнай газын ұтымды қолдану мәселесі көптеген мұнай өндіруші елдерде өзекті болып табылады. Қазіргі уақытта әлемде және Қазақстанда ілеспе мұнай газының үлкен көлемі жағылуда. Бұл, ең алдымен, қоршаған ортаның күйіне де, мемлекеттердің экономикалық жағдайына да теріс әсер етеді. Бұл статъяда ілеспе мұнай газдарын утилизациялаудың тиімді әдістері келтірілген.

Түйін сөздер: ілеспе мұнай газы, алауда жағу, ұтымды пайдалану мәселесі, сұйытылған көмірсутек газдары, кәдеге асыру, GTL технология.

Проблема рационального использования попутного нефтяного газа является актуальной во многих нефтедобывающих странах. В настоящее время в мире и Казахстане сжигаются большие объемы попутного нефтяного газа. Это, прежде всего, негативно сказывается как на состоянии окружающей среды, так и на экономическом положении государств. В данной статье приведены эффективные методы утилизации попутных нефтяных газов.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, сжигание на факелах, вопросы рационального использования, сжиженные углеводородные газы, утилизация, технология GTL.

The problem of rational use of associated petroleum gas is relevant in many oil-producing countries. Currently, large volumes of associated petroleum gas are burned in the world and Kazakhstan. This, above all, has a negative impact on both the environment and the economic situation of States. This article presents effective methods of utilization of associated petroleum gases.

Key words: associated petroleum gas, flaring, issues of rational use, liquefied hydrocarbon gases, utilization, GTL technology.

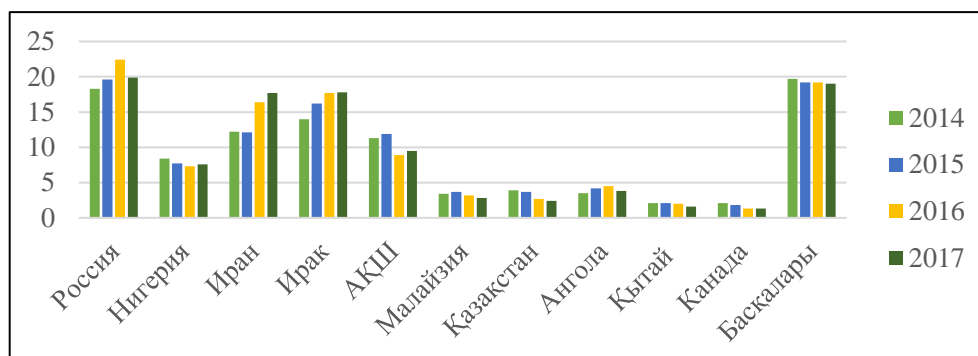
Соңғы жылдары мұнай-химия өнеркәсібінде шикізаттың үлкен үлесін мұнай кен орындарының ілеспе мұнай газдары (ІМГ) алады. Ілеспе немесе мұнай газы мұнаймен бірге өндірілетін мұнай кен орындарының газы деп аталады.

Ілеспе мұнай газы – қаныққан көмірсутекті газдардың қоспасы. Ілеспе мұнай газдың негізгі құрамды бөліктері C_nH_m - тен C_6H_{14} – ке дейін метан гомологтарының қаныққан көмірсутектері болып табылады. Ілеспе газдағы гексанның және одан да көп ауыр көмірсутектердің жиынтық мөлшері, әдетте, 1% - дан аспайды, пентанның мөлшері 2% шегінде болады. Бұдан басқа, ІМГ-да инертті газдар, негізінен азот және көмірқышқыл газы бар [1]. Мұнай ұңғымаларынан мұнаймен өндірілетін ілеспе газдар экологиялық таза жоғары калориялы отын және мұнай-химия өндірісі үшін құнды шикізат болып табылады.

ІМГ бұрын дәстүрлі түрде бағалы қор ретінде емес, мұнай өндірудің жанама өнімі ретінде қаралды, және де оны кәдеге асырудың негізгі бір жолы алауларда жағу болатын. Жыл сайын әлемнің мұнай өндіруші көптеген елдерінде мұнай кен орындарын өңдеу кезінде Орталық және Оңтүстік Америка немесе Франция және Германия елдерінде табиғи

газды тұтынуға тең көлемде ілеспе газдың едәуір мөлшерін өртейді және атмосфераға тастайды. Дүниежүзілік Банктің деректері бойынша, жыл сайын әлемде 110 млрд. текше метр ілеспе газды немесе күніне 10-13 млрд. текше фут жағады.

1-Суретте әртүрлі елдерде ІМГ алау қондырғыларында 2014-2017 жылдардағы жағылу көлемі көрсетілген (млрд м³).



1-сурет - Әртүрлі елдерде ІМГ алау қондырғыларында 2014-2017 жылдардағы жағылу көлемі

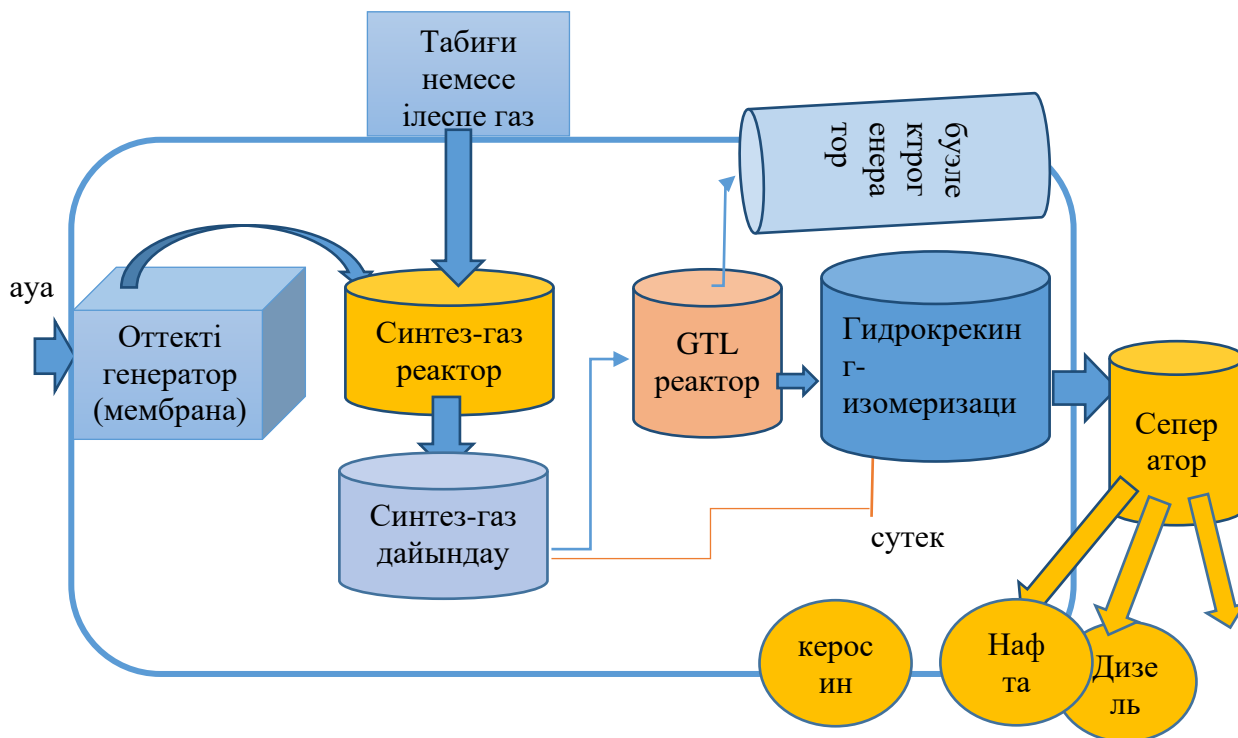
Алайда, ілеспе газды жағу қоршаған орта жағдайына да, адам денсаулығына да жағымсыз әсер тигізетінін атап кеткеніміз жөн. Бүгінде ілеспе мұнай газын тиімді пайдалану әдістеріне көп көңіл бөлінеді. ІМГ кәдеге асыру ілеспе газ бен оның құрамды бөліктерін мақсатты пайдалануды білдіреді, ол оларды алау қондырғыларында жағумен салыстырғанда оң нәтиже береді (экономикалық, экологиялық және т.б.) [2].

ІМГ кәдеге асырудың екі негізгі тәсілі бар: энергетикалық және мұнай-химиялық. Энергетикалық өндірістің іс жүзінде шексіз нарығы болғандықтан, энергетикалық бағыт басым болып келеді. Ілеспе мұнай газын утилизациялаудың ең тиімді тәсілі - оны газ өңдеу зауыттарында құрғақ бензинсіздендірілген газ, жеңіл көмірсутектердің кең фракциясын, сұйытылған газдарды және тұрақты газ бензинін ала отырып, өңдеу. Жеңіл көмірсутектердің кең фракциясы мұнай-химия өнімдерін, яғни, каучуктерді, пластмассаларды, жоғары октанды бензиндердің құрамды бөліктерін өндіру үшін бағалы шикізат болып табылады [3].

Сондай-ақ ІМГ кәдеге асырудың басқа да тәсілдері бар, олар: газды сұйық көмірсутектерге консервациялау (GTL), қабаттың мұнай беруін арттыру үшін газды мұнай коллекторына қайта айдау, ілеспе газды химиялық шикізатқа өңдеу, ілеспе мұнай газын синтетикалық сұйық көмірсутектерге жоғары тиімділікпен өңдеу [5].

GTL-Gas-To-Liquids технологиясы табиғи немесе ілеспе газды жоғары энергетикалық сұйықтыққа, яғни синтетикалық мұнай, синтетикалық бензин, метанол және басқа да өнімдерге өндеуді қамтамасыз етеді. GTL-дің іске асырылған технологиялары үш сатыдан тұрады, олардың әрқайсысы жеке өндірісі:

- метаннан синтез газын алу;
- синтез газының синтетикалық сұйық көмірсутектеріне конверсиялау;
- өндеудің негізгі өнімдерін алу;
- дизель отыны, нафта, авиакеросин т.б.



2-сурет - GTL технологиясы бойынша өңдеудің жалпы сызбасы

GTL технологиясы бойынша ІМГ өңдеу артықшылығы:

- GTL өнімдерін мұнай құбыры арқылы мұнаймен бірге тасымалдауға болатындықтан, мұнай ұңғымасынан газ құбырын салу қажеттілігі жойылады;
- айыппұлды төлемеу бойынша үнемдеу жүргізіледі;
- экологиялық жағдай жақсарады;
- қосымша пайда алу мүмкіндігі пайда болады. Ал, тәсілдің негізгі кемшілігі - мұнай компаниялары үшін жабдықтардың өтелімділігінің салыстырмалы ұзақ кезеңі болып табылады [6].

Қазақстан үшін табиғи және ілеспе мұнай газдарын ұтымды пайдалану өзекті мәселе. ІМГ кәдеге асырудың негізгі жолы оны алауларда жағу болып қалады, нәтижесінде Қазақстан жағылатын ілеспе мұнай газдардың саны бойынша он елдің қатарына кіреді. Қазақстанда төменгі алкандар негізінде органикалық синтездің өнеркәсіптік процестері, бағалы жасанды мұнай өнімдерін алу үшін қажетті синтез-газ өндірісі жоқ, табиғи/ілеспе газды каталитикалық өңдеу, синтез-газды бағалы органикалық қосылыстарға өңдеу әдістері игерілмеген.

Сонымен, еліміз үшін табиғи, ілеспе және қалдық газдардан мұнай химиялық маңызды органикалық өнімдерді алу технологиясы саласындағы зерттеулер экологиялық және экономикалық тұрғыдан әлі де өзекті мәселе, терең зерттеулерді қажет етеді.

Пайдаланылған әдебиеттер

1. Темишев О.М., Фахрутдинов Р.З. Проблемы производства и газоснабжения в Республике Казахстан // Вестник Казанского технологического университета. -2013. – Т16, №22.-С83-85.
2. Батманов К.Б. Попутно добываемый нефтяной газ – сырье для нефтехимического производства. Научнотехнологическое развитие нефтегазового комплекса; Доклады пятых международных научных Надировских чтений. Алматы-Актобе, 2007.
3. Булаев С.А. Сжигание попутных нефтяных газов. Анализ прошлых лет и государственное регулирование // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. –Е-Т.16, №1.- С 202-205.

4. Фрейман Л.А., Корба О.И. Попутный нефтяной газ: цифры и факты // Вестник химической промышленности. 2012.
5. Восьмериков А.В., Кудряшев С.В. Перспективные технологии химической переработки ПНГ в ценные жидкие продукты // Газохимия.-2010, №2, - С 62-68.
6. Елисева О.Л. Технологии «газ в жидкость» // Российский химический журнал. -2008. Т.ЛП. №6.- С 53-62.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СЛОЖНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

М.Д. Бисенгалиев

Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева, Казахстан

Проектирование обустройства нефтяных промыслов на основе совершенствования методов определения оптимальных технологических параметров процессов и оборудования для промысловой подготовки углеводородного сырья – один из основных факторов научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности нашей Республики. Для решения проблемы создания высокоэффективного промыслового оборудования большой производительности и технологических схем, обеспечивающих высокое качество подготовки продукции скважин, необходимо иметь надежную расчетную методику, позволяющую определить параметры добываемой нефти.

Одним из наиболее важных и в то же время наименее изученных вопросов в технологии подготовки, сбора нефти и нефтепродуктов является оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей и эмульсий и пути их регулирования.

Характерной особенностью эксплуатации скважин месторождений с высоковязкими нефтями является резкий рост обводненности на начальном этапе разработки, что связано с чрезмерно большой разницей реологических характеристик пластовой нефти и воды. Вследствие этого на забое скважины и в стволе образуется сложная водонефтяная эмульсия с различными физико-химическими и технологическими свойствами. Образование стойких эмульсий не позволяет обеспечить эффективное разделение нефти от воды и приводит к ухудшению качества продукции. Поэтому, в современных условиях интенсификации добычи углеводородного сырья, рассмотрение вариантов образования и разрушения сложных эмульсий является необходимым условием эффективной эксплуатации сооружений промысловой подготовки нефти.

В связи с этим, актуальной задачей в снижении безвозвратных потерь углеводородного сырья в системах добычи является изучение физико-химических и структурно-механических свойств тяжелых нефтей и эмульсий и разработки способов их регулирования, а также совершенствование устройств подготовки нефти.

Цель работы была экспериментальное изучение структурно-механических свойств тяжелых нефтей и эмульсий некоторых месторождений Западного Казахстана и совершенствование способа их подогрева, способствующее решению важнейшей практической задачи повышения эффективности сбора, подготовки нефтей и нефтепродуктов.

Основные задачи исследования. Это достижение поставленной цели обеспечивается решением следующих задач:

1. Экспериментальное исследование структурно-механических свойств некоторых месторождений тяжелых нефтей Западного Казахстана. Оценка реологических характеристик асфальтено-смолистых нефтей и выбор реологических моделей, описывающих движение тяжелых нефтей.

2. Исследование технологических особенностей образования сложных водонефтяных эмульсий и реологических свойств эмульсий при различных температурах. Классификация нефтей Западного Казахстана по свойствам к склонности эмульгирования.

3. Поиск эффективных способов регулирования реологических свойств тяжелых нефтей и разрушения сложных водонефтяных эмульсий.

4. Создание и совершенствование методов подогрева тяжелых нефтей и нефтепродуктов с учетом реологических особенностей их подготовки. Практическая реализация предложенного метода.

Объект и предмет исследования нами было разработано установка, в которого можно использовать технологических процессов подготовки нефти, а также было проведена исследования тяжелые нефти и эмульсии некоторых месторождений Западного Казахстана.

Поставленные задачи решались с использованием экспериментальных методов исследования структурно-механических свойств тяжелых нефтей и эмульсий на капиллярном и ротационном вискозиметрах, математической обработки результатов экспериментальных данных. Использование современных способов проектирования устройств подготовки нефти для усовершенствования подогрева тяжелых нефтей и эмульсий.

Результаты экспериментальных исследований структурно-механических и реологически неравновесных свойств тяжелых нефтей месторождений Западного Казахстана. Эти результаты принципиально важны не только при сборе и подготовке нефтепродуктов, но и при решении классов задач нефтепромысловой механики следующие:

1. Результаты исследований особенностей образования и разрушения водонефтяных эмульсий, реологических характеристик и температурной зависимости стойких эмульсий. Методы улучшения реологических свойств тяжелых нефтей и нефтепродуктов. Их приложения связаны с рекомендациями по улучшению качества подготовки в устройствах подготовки нефти.

2. Усовершенствованный способ подогрева тяжелых нефтей и нефтепродуктов, отличающиеся высокой интенсивностью теплообмена и перемешивания за счет систем струйного воздействия перегретого воздуха.

Новизна проделанной работы:

1. Выполнены экспериментальные исследования реологических свойств тяжелых нефтей ряда месторождений Западного Казахстана и получены новые результаты о структурно-механических свойствах этих нефтей.

2. Экспериментальными исследованиями доказано, что тяжелые нефти месторождений Западного Казахстана обладают ярко выраженными вязко-упругими свойствами и предложен способ определения релаксационных параметров этих нефтей.

3. Установлена зависимость структурно-механических свойств тяжелых нефтей от температуры при различных скоростях сдвига.

4. Произведена классификация нефтей по свойствам эмульгирования и выполнены экспериментальные исследования по определению реологических характеристик устойчивых водонефтяных эмульсий при различных температурах и содержаниях воды. [1,2]

5. Разработан способ совершенствования установки подготовки нефти для подогрева нефтей и нефтепродуктов.

6. В целом, полученные результаты предлагаемой работы являются развитием нового научно-технического направления в эксплуатации, сборе, подготовке и транспорте тяжелых нефтей и деэмульсации стойких водонефтяных эмульсий. Практические выводы, следующие из экспериментальных исследований, непосредственно обусловлены необходимостью объяснения аномальных явлений, возникающих при эксплуатации скважин, продуцирующих тяжелых нефтей, и внутривнепромысловом сборе и подготовки нефти. . [3]

Предложенный способ подогрева нефти и нефтепродуктов и конструктивная схема устройства для его осуществления были возможны для последующего использования при термических воздействиях, при промышленной подготовке тяжелой нефти.

Литература

1. Бисенгалиев М.Д. К расчету пускового давления в нефтепроводе с высоковязкими нефтями. – Узбекский журнал нефти и газа, -№6, 2007.
2. Бисенгалиев М.Д. Вязкоупругие свойства высоковязких нефтей при нестационарных гидродинамических условиях // Математическое моделирование научно-технологических и экологических проблем нефтегазодобывающей промышленности». Материалы 6-й Международной Российско-Казахстанской научно-практической конференции – г. Астана, 11-12 октября 2007. –с. 72-75.
3. Способ подогрева вязких нефтей и нефтепродуктов в резервуарах и установка для его осуществления Предварительный патент Республики Казахстан на изобретение № 18896.

УДК 665.633.2

ЭФФЕКТИВНОСТИ ОКСИГЕНАТОВ НА ПОВЫШЕНИЕ ОКТАНОВОГО ЧИСЛА РИФОРМИНГ-БЕНЗИНА

Е.Г. Гилязов, А.А. Аронова, С.А. Изгалиев, А.А. Байшаханова

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени С.Утебаева», г.Атырау, Казахстан
*gilazhov@mail.ru, aronova.akbota@mail.ru, izgalievsansyzbai@mail.ru,
anar.baishakhanova@gmail.com*

Одно из направлений расширения производства высокооктановых неэтилированных бензинов - применение кислородсодержащих компонентов (оксигенатов). Добавление оксигенатов повышает детонационную стойкость, особенно легких фракций, полноту сгорания бензина, снижает расход топлива и уменьшает токсичность выхлопных газов. Установлено, что такое количество оксигенатов, несмотря на их более низкую по сравнению с бензином теплотворную способность, не оказывает отрицательного влияния на мощностные характеристики двигателей.

В настоящей работе разработана новая инновационная технология получения кислородсодержащих присадок, повышающих октановое число бензина на основе третичных ацетиленовых спиртов. Изучено возможностей использования этинилциклогексанола в качестве присадки автомобильных бензинов, как в чистом виде, так и в смеси метил-трет-бутиловым эфиром.

Ключевые слова: бензин риформинга, оксигенат, октановое число, этинилциклогексанол, метил-трет-бутиловый эфир.

Жоғары октанды этилденбеген бензиндердің өндірісін кеңейту бағыттарының бірі оттегі құрамдас қосылыстарды (оксигенаттарды) қолдану болып табылады. Бұл жұмыста бензиннің октан санын жоғарылататын үшіншілік ацетиленді спирттер негізінде оттек құрамды қоспаларды алудың жаңа инновациялық технологиясы жасалынған. Этинилциклогексанолды автомобиль бензиндеріне қоспа ретінде, яғни таза күйінде және метил-трет-бутил эфирі қоспасымен бірге қолдану мүмкіндіктері зерттелінді.

Түйін сөздер: риформинг бензині, оксигенат, октан саны, этинилциклогексанол, метил-трет-бутил эфирі.

One of the directions of expansion of production of high-octane unleaded gasolines is the use of oxygen-containing components (oxygenates). In this work, a new innovative technology has been developed for the production of oxygen-containing additives that increase the octane number of gasoline based on tertiary acetylene alcohols. The possibilities of using ethynylcyclohexanol as an additive for motor gasoline have been studied, both in pure form and in methyl tert-butyl ether mixture.

Key words: reforming gasoline, oxygenate, octane number, ethynylcyclohexanol, methyl tert-butyl ether.

Среди проблем, связанных с антропогенным воздействием технического прогресса на окружающую среду, проблема сокращения вредных выбросов в атмосферу автомобильным транспортом занимает первое место [1-2]. Согласно требованиям Технического регламента на топлива Таможенного союза, использование металлосодержащих присадок с 2015 года полностью прекращено, поэтому большой интерес в качестве антидетонационной присадки представляют неметаллические соединения, а прежде всего оксигенаты.

Переход на неэтилированные топлива не только предотвращает эмиссию свинца с продуктами сгорания, но и сокращает на 60-90% другие вредные выбросы путем использования каталитических нейтрализаторов, для которых свинец является ядом. Кроме того, в этом случае возможно поддержание состава топливно-воздушной смеси, близкое к стехиометрическому, что обеспечивает такие оптимальные характеристики бензина, как плотность, вязкость, испаряемость, углеводородный состав, которые практически не влияют на токсичность отходящих газов. Но отказ от этилирования влечет за собой проблемы, связанные с обеспечением требуемого октанового числа бензина [1-4].

Добавление оксигенатов повышает детонационную стойкость, особенно легких фракций, полноту сгорания бензина, снижает расход топлива и уменьшает токсичность выхлопных газов. Рекомендуемая концентрация оксигенатов в бензинах составляет 3-15% и выбирается с таким расчетом, чтобы содержание кислорода в топливе не превышало 2,7%. Установлено, что такое количество оксигенатов, несмотря на их более низкую по сравнению с бензином теплотворную способность, не оказывает отрицательного влияния на мощностные характеристики двигателей.

Кислородсодержащие присадки представлены сложными и простыми эфирами монокарбоновых кислот, высшими спиртами, окисленными фракциями углеводородов, содержащими смеси кислот, спиртов и эфиров, оксиэтилированными соединениями. Наиболее перспективными среди них, как показал опыт их использования, оказались кислородсодержащие добавки, или оксигенаты: метанол метил-трет-бутиловый (МТБЭ), метил-трет-амиловый эфиры (МТАЭ) и др. [5-7].

В то же время до сих пор не исследовано антидетонационные свойства третичных ацетиленовых спиртов. Третичные ацетиленовые спирты интересны тем, что они как все известные антидетонаторы в составе молекулы имеют третичные алкильные радикалы, гидроксильный радикал и ацетиленовую непредельную группу. Поэтому исследование и разработка новых кислородсодержащих присадок повышающих октановое число бензина на основе третичных ацетиленовых спиртов является инновационным и весьма актуальным.

В лаборатории ЛИП «Нефтехимия» Атырауского университета нефти и газа в течение последних несколько лет были проведены исследования на изучение свойств некоторых циклических третичных ацетиленовых спиртов, повышающих октановое число бензина. Полученные нами положительные результаты [8] указывают на необходимость продолжения исследований над новыми оксигенатами на основе третичных ацетиленовых спиртов.

Целью настоящей работы являлось изучение возможностей использования этинилциклогесанола в качестве присадки автомобильных бензинов, как в чистом виде, так и в смеси метил-трет-бутиловым эфиром.

Методы исследования. Циклический ацетиленовый спирт этинилциклогексанол (ЭЦГ) нами получен конденсацией циклогексанона с ацетиленом в условиях модифицированной реакции Фаворского, под давлением в присутствии порошкообразного едкого калия в среде диэтилового эфира. Константы синтезированного спирта, соответствуют литературным данным [9,10]. Определение октанового числа бензиновых композиций, содержащих предлагаемые добавки, проводили экспресс методом на измерителе детонационной стойкости бензинов на Октанометре SHATOX SX-100K (Фирма изготовитель НПО «SHATOX», ИХН СО РАН). При этом в качестве эталонов сравнения использованы параметры, которые соответствует ГОСТ Р 51866-2002(ЕН 228-99), ТУ 4215-002-60283547-2006.

Результаты и дискуссия. Влияние этинилциклогексанола на повышение октанового числа бензина нами определялось по приросту октанового числа бензина риформинга производства ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод». Эффективность кислородсодержащих присадок (оксигенатов) в качестве высокооктановых компонентов исследовали при введении их в бензин в концентрации от 3-х до 11% (масс.). В таблицах 1-2 представлены результаты добавки этинилциклогексанола (ЭЦГ) и метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ).

Таблица 1 – Изменение октанового числа бензина риформинга, при добавлении МТБЭ

Бензин	МТБЭ кол-во, %	Октановое число, ИМ, ГОСТ 8226-82			Октановое число, ММ, ГОСТ 511-82		
		Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ	Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ
Бензин риформинга $\rho=0,8730 \text{ г/см}^3$	3	92,9	94,4	+1,5	83,0	84,0	+1,0
	5	-//-	95,0	+2,1	-//-	84,8	+1,8
	7	-//-	96,1	+3,2	-//-	85,9	+2,9
	11	-//-	98,4	+5,5	-//-	87,8	+4,8
	15	-//-	99,7	+6,8	-//-	88,9	+5,9

Таблица 2 - Изменение октанового числа бензина риформинга, при добавлении этинилциклогексанола

Бензин	ЭЦГ кол-во, %	Октановое число, ИМ, ГОСТ 8226-82			Октановое число, ММ, ГОСТ 511-82		
		Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ	Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ
Бензин риформинга $\rho=0,8730 \text{ г/см}^3$	3	92,9	95,7	+2,8	83,0	85,3	+2,3
	5	-//-	96,7	+3,5	-//-	85,9	+2,9
	7	-//-	97,2	+4,3	-//-	86,8	+3,8
	11	-//-	99,7	+6,8	-//-	89,0	+6,0
	15	-//-	101,6	+8,7	-//-	90,9	+7,9

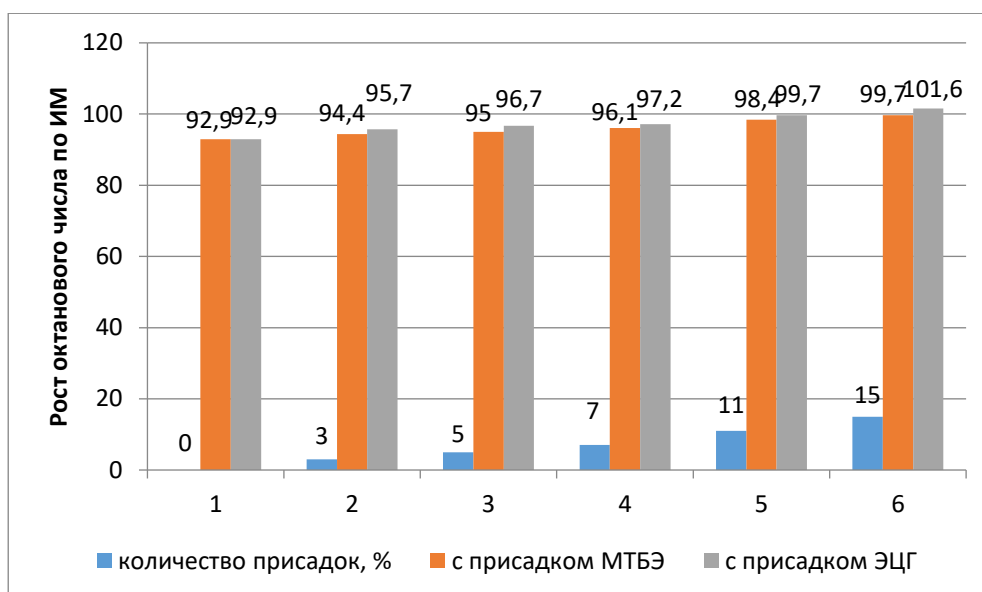


Рис.1- Изменение октанового числа бензина риформинга при добавлении МТБЭ и этинилциклогексанола по ИМ

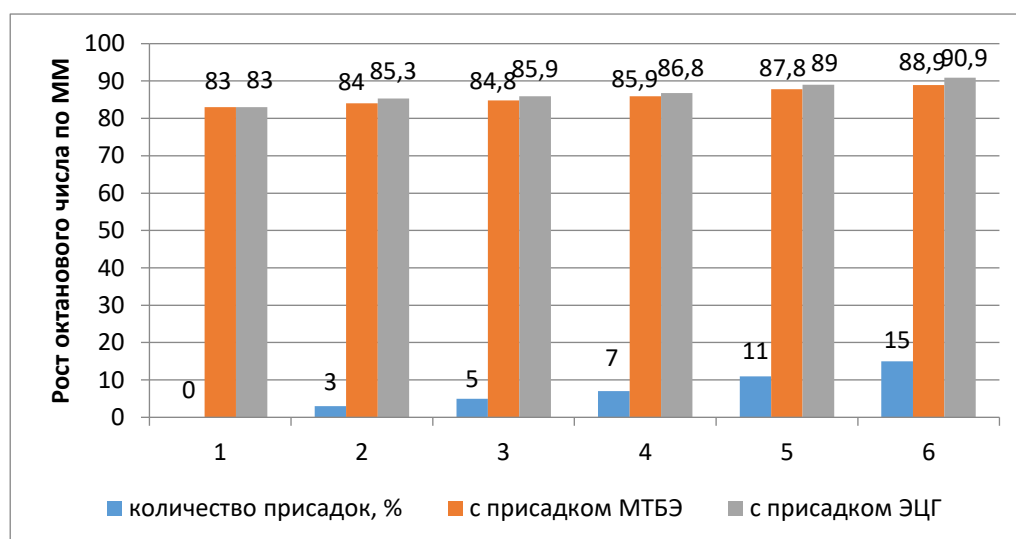


Рис.2- Изменение октанового числа бензина риформинга при добавлении МТБЭ и этинилциклогексанола по ММ

Из рисунков 1 и 2 видно, что этинилциклогексанола повышает октановое число бензина риформинга даже при его содержании в меньшем количестве, чем метил-трет-бутиловый эфир.

Как показал проведенный литературный поиск большой эффект достигается от действия смеси присадок вследствие проявления синергетического эффекта [1,2,5,6,11]. Поэтому на втором этапе исследований была проверена эффективность применения бинарных присадок, состоящих из этинилциклогексанола и метил-трет-бутиловый эфира. Октановые числа смешения присадок в бензине риформинга представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Изменение октанового числа бензина риформинга, при добавлении МТБЭ+ЭЦГ (1:1)

Бензин	МТБЭ+ ЭЦГ кол-во, %	Октановое число, ИМ, ГОСТ 8226-82			Октановое число, ММ, ГОСТ 511-82		
		Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ	Без добавки	С добавкой	При рост ОЧ
Бензин риформинга $\rho=0,8730 \text{ г/см}^3$	3	92,9	96,2	+3,3	83,0	85,9	+2,9
	5	-//-	97,1	+4,2	-//-	86,8	+3,8
	7	-//-	99,4	+6,5	-//-	89,0	+6,0
	11	-//-	101,6	+8,7	-//-	90,9	+7,9
	15	-//-	102,8	+9,9	-//-	91,9	+8,9

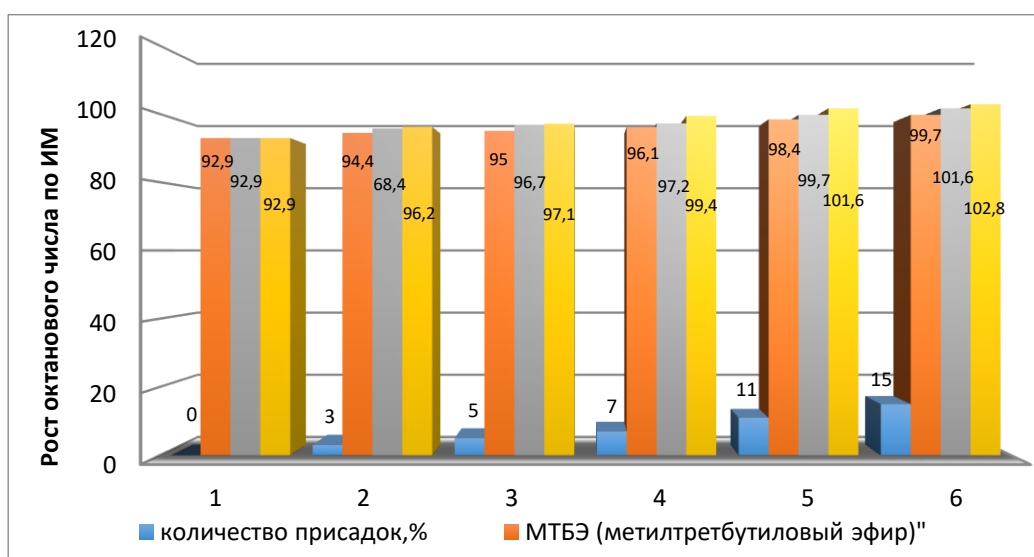


Рис. 3- Изменение октанового числа бензина риформинга при добавлении кислородсодержащих присадок по ИМ

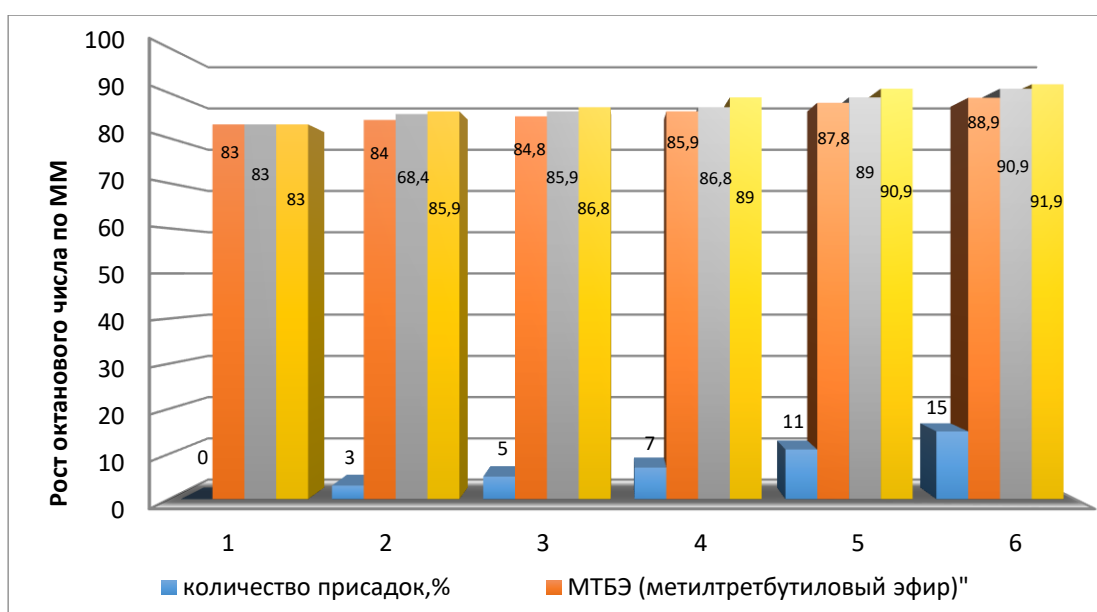


Рис. 4- Изменение октанового числа бензина риформинга при добавлении кислородсодержащих присадок по ММ

На рисунке 3 при исследовательском методе видно, во всех случаях повышение октанового числа за счет усиления синергетического эффекта. При этом не наблюдается влияния синергетического эффекта при моторном методе исследований.

Таким образом, нами показано, что третичный ацетиленовый спирт – этинилциклогексанол можно использовать как кислородсодержащий добавок автомобильных бензинов. Применение ЭЦГ позволит расширить ресурсы высокооктановых компонентов, снизить токсичность бензинов и отработавших газов. Позволит увеличить выпуск высококачественного товарного бензина для автомобильных двигателей и обеспечить минимизацию отрицательного воздействия отработавших газов на окружающую среду.

Литература

1. Емельянов В.У. Проблемы производства автомобильных бензинов и пути их решения // Мир нефтепродуктов. 2010. №3. С 10-13.
2. Данилов А.М.. Присадки и добавки. Улучшение экологических характеристик нефтяных топлив. М.: Химия, 1996, с.102-108.
3. Simultaneous enhancement of ethanol supplement 3n gasoline and its quality improvement/ Kiatkittipong Worapon, Thipsunet Piaporn, Goto Shigeo And others// Fuel Process. Tecnol. – 2009. -89,№ 2. – P.1365-1370.
4. Oxygenated gasoline additives: saturated heat capacities between (227 and 355) K/ Paramo R., Zouine M., Sobron F., Casanova C.// J. Chem. And Eng. Date. -2004.-49, № 1. – P.58-61.
5. Данилов А.М.. Применение присадок в топливах. – М.: Мир, 2005. -288 с..
6. Емельянов В.Е. Все о топливе. Автомобильный бензин: Свойства, ассортимент, применение –М.: ООО «Издательство Астрель»: 2003. -79 с.
7. Оксигенаты в автомобильных бензинах /В.М. Капустин, С.А. Карпов, А.В. Царёв. – М.: КолосС, 2011. – 336с.
8. Патент РК № 28915. Октаноповышающая добавка к бензину. Гиладжов Е.Г., Сериков Т.П., Козырев Д.В. и др.// бюллетень № 6, 15.06.2015г.
9. Назаров И.Н. Избранные труды. М., Наука, 1961, 690 с.
10. Гиладжов Е.Г. Синтез и превращение метакриловых эфиров циклических, гетероциклических ацетиленовых спиртов: Диссертация кандидата химических наук Алматы, 1988. 147 с.
11. А.А.Гуреев,И.В.Коротков, Г.И. Левинсон, Г.Н.Баранова Применение эфиров в качестве высокооктановых компонентов бензинов//Химия и технология топлив и масел-1983.№6.-с.6-8.

МЕТОД ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ КАК СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА

С. В. Емец, А.А. Ларюхина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,

Российская Федерация

serg.emets2010@yandex.ru, laruhina.anastasya@yandex.ru

На установках комплексной подготовки газа, при перекачке его на большие расстояния, а также в шлейфах газосборной системы важным параметром является его влагосодержание. В работе предлагается достигать температуру точки росы не на основе метода изменения температуры, а на основе принципа изменения давления.

Ключевые слова: температура точки росы, влагосодержание, точка росы под давлением, конденсация, состояние насыщения.

Для переработки, хранения и транспортировки природного газа важным параметром является измерение влагосодержания. Прежде чем отправить природный газ в трубопровод и в распределенные сети, его осушают. Однако, при уменьшении времени осушки снижается качество газа и увеличиваются затраты на техническое обслуживание и транспортировку, а также увеличивается вероятность появления потенциальных проблем безопасности. Следовательно, для достижения баланса важно, чтобы была точно вычислена водная составляющая природного газа. Перед транспортировкой вода отделяется от сырого природного газа [1].

Тем не менее часть воды все же остается в газообразном состоянии в состоянии водяного пара. Если газ охлаждается или контактирует с любой поверхностью, более холодной, чем температура точки росы газа, то вода будет конденсироваться в виде жидкости или льда. Под давлением вода также обладает уникальной способностью образовывать кристаллическую решетку вокруг углеводородов, таких как метан, образованием твердых гидратов. Лед или твердые гидраты могут вызывать закупорку трубопровода. Кроме того, вода объединяется с такими газами, как сероводород (H_2S) и двуокись углерода (CO_2), образуя коррозионные кислоты. Вода в природном газе также увеличивает стоимость транспортировки в трубопроводах, поскольку это добавляет расходов на компрессирование и транспортировку.

Условие конденсации может быть достигнуто двумя путями:

- изменение температуры при постоянном давлении;
- изменение давления при постоянной температуре.

Для точного определения значений температуры точки росы необходима фиксация двух параметров, исходя из которых будет производится расчёт значений точки росы.

Точка росы под давлением [$^{\circ}C_{\text{трд}}$] – это температура, до которой сжатый газ может быть охлажден без образования конденсата. Точка росы зависит от давления процесса. Когда давление падает, точка росы также снижается.

Приборы, которые определяют температуру точку росы на основе изменения температуры, имеют большое время преобразования, связанное с инерционностью тепловых процессов в приборе. Поскольку давление не является инерционным параметром, есть предпосылки, что этот принцип позволит существенно сократить время измерения температуры точки росы.

Принцип работы предлагаемого устройства иллюстрируется рисунком 1.

Состояние насыщения достигается путем медленного повышения давления, при неизменной температуре. В дальнейшем изменение температуры при сжатии учитывается измерением фактической температуры в точке насыщения. Повышение давления

обеспечивается сжатием объема V_1 до объема V_2 . При этом объем изменится в $n = V_1/V_2$ раз, а давление повысится до значения P . Поскольку количество воды в смеси неизменно, то абсолютная влажность повысится в это же число раз, так как уменьшается объем.

Достижение состояния насыщения контролируется двумя способами:

- малоинерционным датчиком температуры (при конденсации влаги температура повышается);

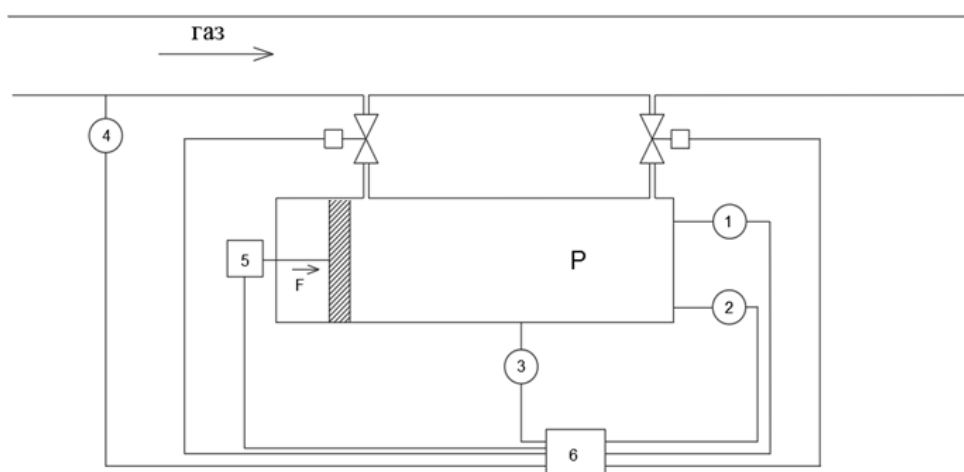
- кварцевым резонатором (при конденсации влаги на резонаторе понижается его частота).

В момент насыщения парциальное давление p_z паров воды равно давлению насыщения P_z при данной температуре T . При этом относительная влажность газа будет равна 100 %

Для полученных значений температуры насыщения и давления насыщения можно определить абсолютную влажность газа по формуле:

$$\beta = \frac{18 \cdot p_z}{R \cdot T}, \quad (1)$$

где 18 – молекулярный вес воды, моль; p_z – парциальное давление паров воды, бар; $R = 0,08314$ – газовая постоянная, бар·м³/кмоль·К; T – температура влажного газа, К [2].



1 – малоинерционный датчик температуры; 2 – кварцевый резонатор;
3,4 – манометры; 5 – привод поршня; 6 – микропроцессорный модуль

Рис. 1 – Схема трубопровода с подключенным к нему компрессором

При приведении точки росы к атмосферному давлению необходимо определить абсолютную влажность газа при атмосферном давлении путем деления абсолютной влажности при давлении P на кратность объемов n . Затем по таблицам зависимостей при температуре T находим атмосферную точку росы и относительную влажность газа ϕ [3].

В нормативных документах существуют различные графики и таблицы преобразования температуры точки росы в температуру точки росы под давлением.

В состав системы для определение точки росы путем изменения давления входит датчик температуры, который определяет температуру в момент конденсации влаги. В качестве такого датчика может быть использован датчик температуры HERAEUS.

Тонкопленочные датчики температуры изготавливаются методом вакуумного напыления платины на подложку из Al_2O_3 с последующей фотолитографией по полученной

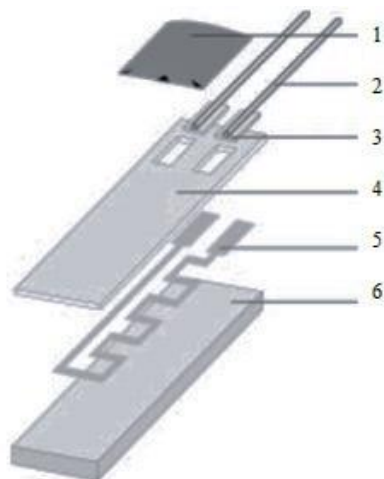
пленке. Термочувствительные дорожки представляют собой протяженный плоский меандр. Электроды и термочувствительные дорожки, таким образом, состоят из одного и того же материала и не имеют дополнительных переходных контактов. После создания рисунка на контактные площадки наносится припойный материал, остальная площадь пассивируется окислом SiO_2 . Область контактных площадок дополнительно пассивируется стекло-керамической отверждаемой пастой. Конструкция датчика зависит от его целевого назначения. Технологические допуски при изготовлении не превышают 3-х микрон.

У датчиков на основе платиновых термосопротивлений практически отсутствует термоэлектрический эффект, поэтому применять дополнительные меры по его компенсации нет необходимости. Поскольку платиновые термосопротивления фактически являются твердотельными, допустимые воздействия на них мало отличаются от аналогичных параметров для микросхем. Что позволяет устанавливать их в конструкцию совместно.

Платиновые термосопротивления для своего функционирования требуют, чтобы по ним был пропущен измерительный ток. В связи с тем, что ток I текущий по активному сопротивлению величины R , в соответствии с законом Ома производит выделение мощности.

Для того, чтобы эта мощность не приводила к заметному увеличению температуры, она не должна превышать мощность рассеяния, которую может передать во внешнюю среду термовыделяющая часть датчика.

Схематическая конструкция чувствительного элемента датчика представлена на рисунке 2.



- 1 – стекло-керамическая защита контактных площадок, 2 – проволочные выводы, 3 – контактные площадки, 4 – SiO_2 пассивация, 5 – Pt терморезистор, 6 – подложка из Al_2O_3 .

Рис. 2 – Конструкция чувствительного элемента датчика HERAEUS

Преимуществами датчиков на основе платины являются:

- высокая точность;
- малая инерционность;
- долгий срок службы;
- долговременная стабильность параметров;
- линейность характеристики во всем рабочем диапазоне [4].

Таким образом, в данной работе был рассмотрен метод измерения влажности природного газа путем изменения давления, описана суть метода и его физическая сторона. Исходя из вышеизложенного, способ определения влажности газа путем повышения давления относительно рабочего, с последующей фиксацией параметров точки росы и пересчетом параметров на нормальные условия и на рабочие условия газопровода, может стать конкурентом существующих методом определения температуры точки росы.

Дальнейшие исследования будут направлены на построение математической модели данного метода, что позволит на основании полученных зависимостей обосновать достоинства данного метода.

Литература

1. Измерение влажности природного газа [Электронный ресурс]. URL: http://www.artvik.ru/pdf/analyzers_appl/moisture_in_natural_gas_rev3.pdf
2. Определение относительной влажности по точке росы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.chem21.info/info/1586840/>
3. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии. Учебное пособие/ Р.А. Лемберанский, Р.Т. Эмирджанов – М.: Химия, 1989. – 192 с.
4. Датчики температуры [Электронный ресурс]. URL: http://www.platan.ru/docs/helpful_link/heraeus_sensor.html.

С.В. Емец, А.А. Ларюхина. Метод изменения давления как способ определения значений температуры точки росы природного газа.

На установках комплексной подготовки газа, при перекачке его на большие расстояния, а также в шлейфах газосборной системы важным параметром является его влагосодержание. Для исключения выпадения влаги в виде льда и твердых гидратов необходимо знать температуру точки росы для обоснованного дозирования ингибиторов гидратообразования. Метод измерения давления можно использовать для определения температуры точки росы, так как давление не является инерционным параметром, и есть предпосылки, что этот принцип позволит существенно сократить время измерения температуры точки росы.

Ключевые слова: температура точки росы, влагосодержание, точка росы под давлением, конденсация, состояние насыщения.

УДК 621.645

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ

С.В. Емец, Р.Р. Якупов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, РФ
serg.emets2010@yandex.ru, rail.yakupov@mail.ru

При использовании резервуаров в промышленности и коммерческой деятельности постоянно требуется вести учет по расходу и остаткам хранимого продукта. Основным инструментом определения объема хранимого продукта являются градуировочные таблицы резервуаров, которые составляются для каждого используемого резервуара независимо от его формы и назначения. Для составления таблицы проводится калибровка резервуаров. Однако при эксплуатации резервуара, в зависимости от внешних условий хранения и свойств хранимого продукта, происходит изменение его объема. Вследствие этого есть необходимость постоянной корректировки данных градуировочной таблицы.

Ключевые слова: учет нефтепродуктов; градуировочная таблица; калибровка резервуаров; статический метод; динамический метод.

Важную роль в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности играют системы хранения нефтепродуктов и продуктов нефтехимии, состоящие, в

основном, из резервуарных парков. В резервуарные парки практически непрерывно происходит отгрузка готовой продукции с установок первичной переработки нефти. Часть продуктов первичной переработки служит сырьем для вторичных процессов, бесперебойное функционирование которых, а также всего предприятия в целом, обеспечивается благодаря наличию резервуарных парков. Резервуарные парки в нефтяной промышленности используются достаточно широко. Они представляют собой настоящий комплекс всевозможной тары, предназначенной для хранения различных видов сырья, объединенного в продуктовые группы.

Основное назначение таких конструкций – удобство учета и хранения нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. Разработки отвечают современным производственным требованиям к применению, международным стандартам качества. Стоит отметить, что проектируются они с учетом положений СНиП 2.11.03 – 93 [1] и ГОСТ 1510–84 [2] и 30852.9 – 2002 [3]. Именно эта документация регламентирует качество изделий и обеспечивает максимальную сохранность продукта в них.

В качестве основной схемы измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений с использованием преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления или прямой метод динамических измерений с использованием массометров [4].

В качестве резервной схемы измерения массы допускается применять косвенный метод статических измерений (до строительства основной схемы измерения в сроки согласованные сторонами или на период устранения отказа существующей основной схемы), а также косвенный метод динамических измерений с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не превышающими значений, установленных ГОСТ Р 8.595 [14].

Использование резервных схем учета происходит при выходе из строя основной схемы, или СИКН – системы измерения количества нефти и показателей ее качества [17].

Основным инструментом определения объема хранимого продукта являются градуировочные таблицы резервуаров, которые составляются для каждого используемого резервуара независимо от его формы и назначения.

Градуировка резервуара – процедура учета расхода среды, которая в нем содержится для контроля правильной эксплуатации оборудования. Регламентируется ГОСТ 8.570–200 и 8.346–2000. Обязательна для всех, кто использует резервуарную технику для нужд производства или осуществления промышленной деятельности [10]. *ГОСТы определяют правила, порядок и периодичность градуировки резервуара для организаций различных профилей. Особенно жестко контролируется ее выполнение на объектах, которые работают с обширными резервуарными парками и оперируют с опасными средами (нефть, нефтепродукты) [10].*

На современных объектах нефтяной, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности обязательными являются 3 вида градуировки резервуара.

Первичная. Проводится по факту производства, доставки и установки емкости. Выполняется с составлением градуировочной таблицы по результатам замеров с ограниченным сроком актуальности.

Регулярная градуировка резервуара для нефтепродуктов контролируется утвержденным графиком. Он составляется пользователем парка и должен учитывать 2 момента. Во-первых, очередные расчеты не могут проводиться после окончания периода актуальности градуировочной таблицы. Во-вторых, конкретная частота измерений зависит от объема резервуара и типа среды.

Внеочередная (внеплановая) – способ контроля степени износа резервуарного парка. Проводится при наличии объективных оснований для проверки (после ремонтных манипуляций или при обнаружении конструктивных дефектов, которые могут повлиять на объем резервуара и т. д.).

Срок действия градуировочной таблицы резервуара (она же калибровка) составляет 5 лет (*это срок определяет и периодичность градуировки резервуара*). Причина ограниченного периода ее актуальности – естественный износ парка [10]:

- коррозия корпуса;
- скопление донных отложений;
- появление вмятин, выбоин и других изменений, которые способны сказаться на внутреннем объеме резервуара (исказить фактические данные о его вместительности).

От правильности калибровки зависит соответствие ожидаемого внутреннего объема резервуара (хранимого ресурса) фактическому. Потому ее значения должны быть получены только по результатам профессионально проведенной проверки. Для чего выполняется замер уровня содержимой среды.

В современной промышленности применяются 2 метода градуировки резервуаров для АЗС и нефтехимических (нефтяных, нефтеперерабатывающих) предприятий [5].

- геометрический метод;
- объемный метод делится на два вида: (динамический, статический).

Для градуировки цилиндрических резервуаров большой емкости применяется геометрический метод ГОСТ 8.346-2000 [8] и ГОСТ 8.570-2000 [9]. Данный метод заключается в измерении основных геометрических параметров резервуаров (диаметра, длины, радиусов торцевых завершений, толщины стенок) простейшими средствами измерений (линейками, рулетками, толщиномерами) и расчете градуировочных таблиц с использованием формул классической геометрии.

Очевидными недостатками этого метода являются: длительность и сложность процесса обмеров, ограниченный класс резервуаров (РВС, РГС), которые могут быть отградуированы таким методом, сложность учета объема внутренней инфраструктуры резервуаров, а также сложность учета деформаций стенок и днища резервуаров, возникающих в процессе их эксплуатации [16].

Суть геометрического способа сводится к 3 пунктам. На первом этапе собираются все геометрические замеры емкости. Второй шаг – нивелировка при обнаружении донных дефектов (неровностей корпуса в части дна). Третья стадия – детальные измерения установленного в системе оборудования. Градуировочная таблица в данном случае составляется по итогам расчетов с использованием сложных формул, экспликатами которых являются полученные в ходе измерений данные [10].

Замер электронной рулеткой	Замер футлягами	Объем	Замер электронной рулеткой	Замер футлягами	Объем	Замер электронной рулеткой	Замер футлягами	Объем
см	см	м ³	см	см	м ³	см	см	м ³
738	0	7.79	693	45	86.19	648	90	177.66
737	1	8.82	692	46	88.14	647	91	179.71
736	2	9.96	691	47	90.10	646	92	181.77
735	3	11.20	690	48	92.06	645	93	183.83
734	4	12.62	689	49	94.03	644	94	185.89
733	5	13.93	688	50	96.01	643	95	187.96
732	6	15.40	687	51	97.99	642	96	190.01
731	7	16.92	686	52	99.98	641	97	192.07
730	8	18.49	685	53	101.98	640	98	194.13
729	9	20.10	684	54	103.98	639	99	196.19
728	10	21.74	683	55	105.98	638	100	198.25
727	11	23.39	682	56	107.99	637	101	200.30
726	12	25.08	681	57	110.01	636	102	202.36
725	13	26.81	680	58	112.03	635	103	204.42
724	14	28.58	679	59	114.05	634	104	206.48
723	15	30.37	678	60	116.08	633	105	208.54
722	16	32.16	677	61	118.11	632	106	210.60
721	17	33.96	676	62	120.14	631	107	212.66
720	18	35.77	675	63	122.18	630	108	214.72

Рис. 1 – Градуировочная таблица

Применяется объемный метод градуировки в одном из двух вариантов:

- объемный динамический. Емкость непрерывно заполняется специальной жидкостью со снятием замеров уровня наполнения;
- объемный статический. Емкость наполняется дозированно. Каждое измерение проводится при подъеме уровня заполнения на 1–3 см [10].

Явные достоинства этого метода – его простота и методическая ясность, а также полная независимость метода от формы резервуара и имеющейся внутри него инфраструктуры. Очевидными недостатками этого метода являются необходимость очистки или утилизации заполняющей жидкости в случае градуировки эксплуатируемых резервуаров, длительность процедуры налива и слива градуирующей жидкости [16].

Старые стандарты по съемке резервуаров не обеспечивают качественный, быстрый и надежный с точки зрения точности и объективности данных результат [14]. И на сегодняшний день технология сканирования позволяет получать трехмерные модели резервуаров, по которым в результате обработки данных могут быть получены калибровочные таблицы, данные об отклонении формы резервуара от идеальной или проектной с анализом величины отклонений, оценка вертикальности стенок и т.д.

Точное документирование геометрии нефтеналивных резервуаров актуально не только для калибровки и поверки с целью определения объема, но и для мониторинга, который включает в себя периодическое инспектирование и анализ целого ряда геометрических параметров.

Наземное лазерное сканирование – современная технология трехмерной съемки объектов, которая уже показала свою эффективность при реконструкции промышленных объектов, в архитектуре и целом ряде других областей [11]. Важно отметить, что сканер позволяет оперативно производить детализированную трехмерную съемку в существенно автоматизированном режиме, что минимизирует влияние оператора на процесс полевых работ [14]. Анализ дефектов поверхности резервуара путем сравнения его формы с идеальным цилиндром. Такое сравнение визуализируется в виде трехмерной цветовой карты отклонений. Можно получить информацию об отклонениях в каждой конкретной точке, оценить размер и величину вмятин и выпуклостей, сравнить результаты с допусками, которые существуют для резервуаров разного размера и срока эксплуатации [11].

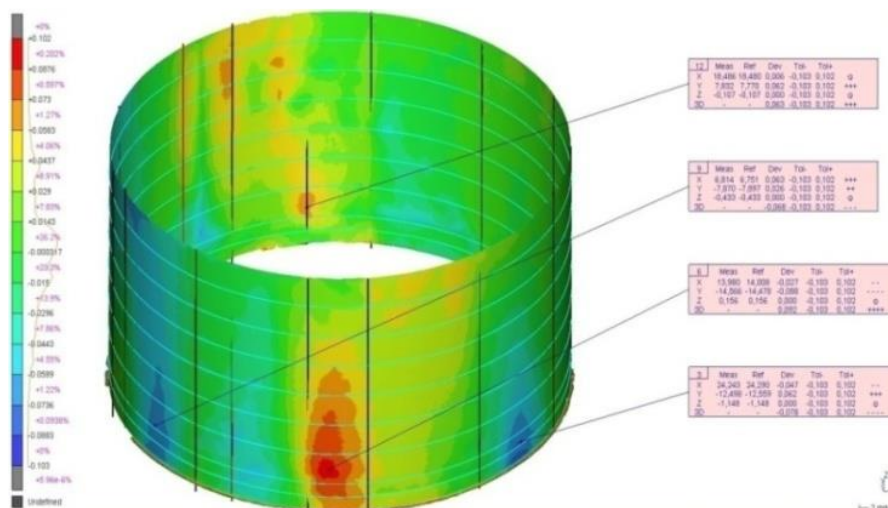


Рис. 2 – Трехмерная цветовая карта отклонений

Подобным же образом можно оценить изменение геометрии резервуара во времени, сравнив данные текущей и прошлых съемок [14]. При этом для корректного анализа важно, чтобы съемки производились при одинаковой степени заполнения резервуаров.

Трехмерная цветовая карта действительно наглядна и информативна, но для формирования отчетов в двухмерном варианте можно также провести сравнение с идеальной геометрией по сечениям, сделанным вдоль горизонтальных швов [14].

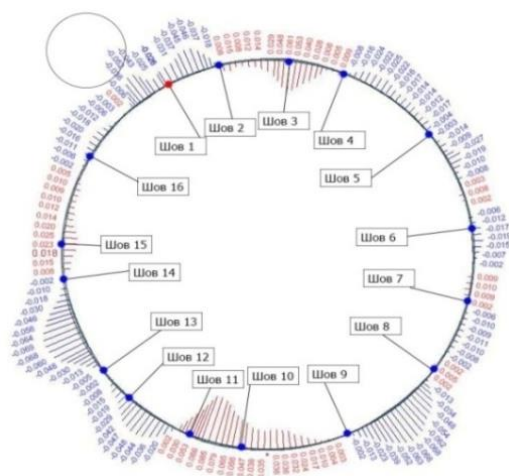


Рис. 3 – Изменение геометрии резервуара

Процесс точных обмеров внутреннего пространства резервуаров по технологии 3D лазерного сканирования заключается в том, что внутрь наливного резервуара помещается трехмерный сканер, который определяет координаты точек всей его внутренней поверхности [11].



Рис. 4 – Использование трехмерного сканера

Для того чтобы учесть объемы всех элементов конструкции (ребра жесткости, опоры, лестницы и тд.) и внутреннего обустройства (трубопроводы обогрева, патрубки и тд.), съемка внутреннего пространства резервуара должна производиться с несколькими оптимально выбранных оператором точек [14]. После сшивания облаков точек измерений, полученных при различных положениях сканера, в единое облако, осуществляется построение модели внутреннего пространства резервуара с учетом элементов его конструкции и внутренней инфраструктуры. Результаты произведенных расчетов вносятся в итоговую градуировочную таблицу [11].

Если говорить об ограничениях применения лазерного сканирования, то можно сказать, что в случае невозможности дегазации резервуара на момент съемки, сканирование производится через люки в стенках и днищах резервуара. Лазерное сканирование через ограниченное количество люков несколько снижает точность градуировки резервуаров. Также для достижения наилучшего качества отражения лазерного луча от стенок резервуара, то есть для получения максимально точных результатов измерений желательно зачистка стенок резервуара. Из-за наличия у трехмерного лазерных сканеров зоны

нечувствительности, то есть определенного минимального расстояния, ближе которого сканер не может производить измерения, метод неприменим для малых резервуаров.

Основным же недостатком является то, что результаты наземного лазерного сканирования используются с целью подтверждения результатов, полученных посредством измерений с использованием геодезических приборов, измерительных рулеток и линеек.

Таким образом, в данной работе проведён анализ существующих методик измерения массы сырья и товарной продукции в резервуарных парках, а также рассмотрены особенности применения лазерного сканирования для градуировки резервуаров. Выявлено, что недостатками этих методов являются трудности, связанные с измерением, которую производят вручную с помощью рулетки, каретки, теодолита, нивелира и уровней. Также отрицательным моментом статического метода выступают проблемы деформации резервуара и использование градуировочных таблиц, которые сохраняют свою актуальность в течении некоторого промежутка времени. Естественный износ, донные отложения, вмятины и выпуклости вызывают изменения внутреннего объема резервуара. Вследствие этого есть необходимость постоянной корректировки данных градуировочной таблицы.

В связи с этим встаёт вопрос о модернизации существующего статического метода измерения массы нефтепродуктов. Следовательно, требуется разработать методику, позволяющую получить детальную информацию о пространственном положении и действительной геометрической формы резервуара. Для решения данной задачи предлагается использовать акустические методы сканирования изнутри резервуаров для получения профилей геометрии для каждого сечения в процессе эксплуатации.

Литература

1. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/871001020>
2. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1-5) [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-1510-84>
3. ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103118>
4. ГОСТ Р 8.595-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030724>
5. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
6. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
7. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200038229>.
8. ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200019851>.
9. ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки (с Изменениями N 1, 2) [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200008446>.
10. Градуировка резервуаров // Производство резервуарного оборудования, емкостных аппаратов и трубопроводной арматуры ООО "НПО "Спецнефтемаш". [Электронный ресурс]. URL: <https://ufa.snmash.ru/articles/161-graduirovka-rezervuarov.html>

11. Котельников С.И. Применение технологии лазерного сканирования для мониторинга нефтеналивных резервуаров / *Маркшейдерский вестник*" №2- 2016.

12. Как происходит определение массы нефтепродукта? // Портал о нефти «Neftok» [Электронный ресурс]. URL: <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/opredelenie-massy-nefteprodukta.html#kosvennye-sposoby-opredeleniya>.

13. Как ведётся учет нефтепродуктов на АЗС? // Портал о нефти «Neftok» [Электронный ресурс]. URL: <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/opredelenie-massy-nefteprodukta.html#kosvennye-sposoby-opredeleniya>.

14. Применение технологии лазерного сканирования для мониторинга нефтеналивных резервуаров // «Hexagon Geosystems» [Электронный ресурс]. URL: <https://geosystems.ru/use/neftegazovaya-otrasl/articles/primenenie-tekhnologii-lazernogo-skanirovaniya-dlya-monitoringa-neftenalivnykh-rezervuarov/>

15. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngce.ru/files/ngce_brosure_grad-reservoirs-ground_a4.pdf

16. Точная градуировка резервуаров геометрическим методом с применением технологии лазерного сканирования // Инженерная компания «НГКИ» [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngce.ru/files/ngce_brosure_grad-reservoirs-ground_a4.pdf

17. Учет нефти по резервной схеме: коротко о главном // ООО «Евротехсервис» [Электронный ресурс]. URL: <http://evrotekhservis.ru/uchet-nefti-po-rezervnoj-sxeme-korotko-o-glavnom/>

С.В. Емец, Р.Р. Якупов. Анализ существующих методов и средств определения количества нефтепродуктов в резервуарах.

При использовании резервуаров в промышленности деятельности постоянно требуется вести учет по расходу и остаткам хранимого продукта. Однако при эксплуатации резервуара, в зависимости от внешних условий хранения и свойств хранимого продукта, происходит изменение его объема. Вследствие этого есть необходимость постоянной корректировки данных градуировочной таблицы. В данной работе проведён анализ существующих методик измерения массы сырья и товарной продукции в резервуарных парках. А также предлагается волновой метод определения геометрии резервуаров, который позволит контролировать текущее метрологическое состояние резервной схемы учета. Предложенный волновой метод позволит уменьшить погрешности статического метода учета нефтепродуктов в течение межповерочного интервала.

Ключевые слова: учет нефтепродуктов; градуировочная таблица; калибровка резервуаров; статический метод; динамический метод.

УДК 665.65

ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКТОВ НЕФТЕХИМИИ ИЗ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Е.К. Калдыгозов, Б.А. Абдикеримов, Ж.Ж. Ибраев

Южно-Казахстанский Университет им.М.Ауэзова, г.Шымкент, Республика Казахстан

Продукты нефтехимии находят применение в производстве пластических масс, лаков и красок, синтетических волокон, смол, клеев, в полиграфии, резиновой промышленности, медицине, при экстракции растительных жиров, для химической чистки одежды. Большое значение имеют углеводородные растворители. Основным источником углеводородных растворителей является нефть и продукты нефтепереработки, в которой содержатся парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды. Казахстан, обладая

крупными углеводородными ресурсами, не располагает современными технологически увязанными нефтехимическими производствами. В настоящее время у нас в стране, углеводородные растворители завозятся из других стран. В связи с чем, возникает вопрос об их импорт-замещении растворителями отечественного производства. Замена зарубежных растворителей, позволит получать собственные высококачественные продукты для дальнейшего применения их в промышленности, народном хозяйстве и в других отраслях. В этой связи, в настоящее время для нашей стране весьма важным является разработка собственной технологии для получения углеводородных растворителей на основе нефтегазового сырья Республики Казахстан и организация производства растворителей в стране.

Ключевые слова: углеводородные растворители, прямогонный бензин, риформинг бензина, парафиновые, нафтены и ароматика, нефрас, пентан, бензол, толуол, ксилол.

Мұнай-химия өнімдері пластмасса, лактар мен бояулар, синтетикалық талшықтар, шайырлар, желімдерді алу өндірісінде, полиграфияда, резеңке өнеркәсіптерінде, медицинада, өсімдік майларын экстракциялау кезінде, киімді химиялық тазалау үшін қолданылады. Көмірсутекті еріткіштердің маңызы зор. Көмірсутекті еріткіштердің негізгі көзі мұнай және құрамында парафинді, нафтенді және хош иісті көмірсутектері бар өңделген мұнайдың өнімдері болып табылады. Қазақстан ірі көмірсутекті ресурстарға ие болса да, қазіргі заманға сәйкес технологиялық құрылғылармен жабдықталған мұнай-химия өндірістері жоқ. Қазіргі таңда елімізде көмірсутекті еріткіштер басқа елдерден әкелінеді. Осыған байланысты, оларды отандық өндірістің еріткіштерімен импорт алмастыру туралы мәселе туындайды. Егер де шетелдік еріткіштерді отандық еріткіштермен алмастырсақ, оларды өнеркәсіпте, халық шаруашылығында және басқа салаларда одан әрі пайдалану үшін өзіміздің жоғары сапалы өнімдерді алуға мүмкіндік берер еді. Сондықтан, қазіргі уақытта біздің еліміз үшін Қазақстан Республикасы мұнай-газ шикізаты негізінде көмірсутекті еріткіштерді алу үшін өз технологиясын әзірлеу және елімізде еріткіштерді өндіруді ұйымдастыру өте маңызды болып табылады.

Түйін сөздер: көмірсутекті еріткіштер, тікелей айдайтын бензин, риформинг бензині, парафинді, нафтан және хош иісті көмірсутек, нефрас, пентан, бензол, толуол, ксилол.

Petrochemical products are used in the production of plastics, varnishes and paints, synthetic fibers, resins, adhesives, printing, rubber industry, medicine, in the extraction of vegetable fats, for dry cleaning of clothing. Hydrocarbon solvents are of great importance. The main source of hydrocarbon solvents is oil and petroleum products, which contain paraffin, naphthenic and aromatic hydrocarbons. Kazakhstan, having large hydrocarbon resources, does not have modern technologically linked petrochemical industries. Currently, in our country, hydrocarbon solvents are imported from other countries. In this connection, the question arises about their import substitution with solvents of domestic production. Replacement of foreign solvents will allow to receive own high-quality products for their further application in the industry, national economy and in other branches. In this regard, at present, it is very important for our country to develop its own technology for the production of hydrocarbon solvents based on oil and gas raw materials of the Republic of Kazakhstan and the organization of solvent production in the country.

Keywords: hydrocarbon solvents, straight run gasoline, the reforming of gasoline, paraffin, naphthenes and aromatics, naphras, pentane, benzene, toluene, xylene.

Нефтеперерабатывающая отрасль характеризуется широким спектром видов выпускаемой продукции. Большое значение имеют многочисленные углеводородные растворители, среди которых различают алифатические, алициклические, ароматические углеводороды, нефтяные растворители и терпены. Основным природным источником большинства углеводородных растворителей является нефть, в которой содержатся в основном парафиновые, нафтенные и ароматические углеводороды. Растворители находят применение в производстве пластических масс, лаков и красок, синтетических волокон, смол, клеев, в полиграфии, резиновой промышленности, медицине, при экстракции растительных жиров, для химической чистки одежды. Казахстан, обладая крупными

углеводородными ресурсами, являющимися важнейшим стратегическим многокомпонентным нефтехимическим сырьем, не располагает современными технологически увязанными нефтехимическими производствами, которые позволили бы ему выйти на мировой рынок в качестве конкурентоспособного производителя продукции нефтехимии

В настоящее время основной объем добываемого углеводородного сырья поставляется на экспорт и используется по топливному варианту, без дальнейшего производства нефтехимического сырья. По данным маркетинговых исследований, в основном, растворители завозятся из других стран. В связи, с чем возникает вопрос об их замене растворителями отечественного производства. Замена зарубежных растворителей позволит получать собственные высококачественные продукты для дальнейшего применения их в промышленности, народном хозяйстве и в других отраслях. В связи, с чем весьма актуальным является разработка технологии получения углеводородных растворителей на основе нефтегазового сырья Казахстана.

Основные свойства и классификация углеводородных растворителей.

Растворители - химические соединения, обладающие способностью растворять различные вещества, образуя с ними двух или более компонентные смеси. К группе углеводородных растворителей относятся: предельные углеводороды алифатического ряда C_nH_{2n+2} (парафины, или алканы), алициклические углеводороды общего состава C_nH_{2n} , ароматические углеводороды, нефтяные и терпеновые растворители [1-2].

К нефтяным растворителям относятся фракции нефти, получаемые в результате перегонки и состоящие из смесей индивидуальных углеводородов (парафиновых, нафтеновых, ароматических). Относительная близость углеводородов по своим физико-химическим свойствам и температурам кипения дает возможность использовать в качестве растворителей смеси углеводородов, получаемых в результате переработки нефти и как продукты нефтехимических превращений. Широкие пределы вскипания углеводородов нефти позволяют иметь практически неограниченный ассортимент нефтяных растворителей с различным набором физико-химических свойств [3-4].

В настоящее время во многих нефтях определено 100-150 алканов различного строения, содержащих в молекуле от одного до 35 углеродных атомов. В лакокрасочной промышленности находят применение преимущественно парафины C_6-C_{12} . Индивидуальные предельные углеводороды вследствие трудности их выделения используются ограниченно в основном для растворения малополярных полимеров и олигомеров (некоторых жирных алкидов и каучуков). Несомненный интерес представляют изопарафины с числом углеродных атомов 9-12, так как они практически не имеют запаха [6-7].

Пентаны — насыщенные ациклические углеводороды класса алканов. Пентановую фракцию используют как сырье для процесса изомеризации. Обогащенная изопентанами фракция используется как компонент бензинов или служит для выделения изопентана — сырья для получения изопрена, который является мономером для синтеза синтетических каучуков. Пентаны в составе прямогонных бензиновых фракций нефти используются при производстве нефтяных растворителей [8].

Изопарафиновые углеводородные растворители имеют повышенную химическую активность и растворяющую способность, возрастающую с увеличением разветвленности цепи, не имеют запаха.

Нефрас И2 190/320 представляет собой малотоксичную жидкость, состоящую из изопарафиновых углеводородов и получаемую из продуктов сернокислотного алкилирования изобутана олефинами. Растворитель используется для приготовления инсектицидных препаратов в аэрозольной упаковке. Широкий фракционный состав обеспечивает высокую подвижность продукта при разбрызгивании и низкую летучесть после нанесения на обрабатываемую поверхность, в результате чего достигается высокая эффективность препарата [4, 9].

Нефрас С 220/300 - технологический растворитель, используемый в производстве высших жирных спиртов, представляет собой гидрированную керосиновую фракцию с низким содержанием ароматических углеводородов (не более 2,0 %).

Продукт обладает пониженной пожаро-опасностью (температура вспышки не ниже 70 °С), высокой растворяющей способностью, нерезким запахом, может применяться для обезжиривания деталей машин перед сборкой при расконсервации станков и оборудования. Состоит преимущественно из нафтовых (до 60 %) и парафиновых углеводородов [4].

В таблице 1 указаны пределы кипения нефтяных фракций, применяемых в качестве растворителей.

Таблица 1 – Пределы кипения нефтяных растворителей

Название	Предел кипения, °С
Бензины легкие (петролейный эфир)	40-75
Бензины средние	70-120
Бензины тяжелые (уайт-спирит)	150-200
Лигроин	150-230
Керосин	180-300

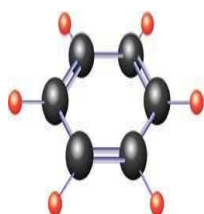
Ароматические углеводороды – наиболее обширная группа углеводородных растворителей, выпускаемых промышленностью. В таблице 2 приведены физико-химические свойства углеводородных растворителей получаемых из ароматических углеводородов.

Таблица 2 – Физико-химические свойства углеводородных растворителей (ароматические углеводороды)

Название	Давление пара при 20°С, кПа	Молекулярная масса	Температура кипения при 101,325 кПа, °С	Плотность при 20°С, г/см ³	Показатель преломления n_D^{20}	Поверхностное натяжение при 20°С, мН/м
Бензол	10,0	78,108	80,103	0,8790	1,50110	28,78
Толуол	2,97	92,134	110,623	0,8669	1,49693	25,53
<i>o</i> -Ксилол	1,34	106,160	144,414	0,88020	1,50543	30,03
<i>m</i> -Ксилол	0,85	106,160	139,102	0,86417	1,49721	26,63
<i>n</i> -Ксилол	2,18	106,160	138,348	0,86105	1,49581	28,31
Изопропилбензол (кумол)	-	120,186	152,393	0,86179	1,49146	28,20
Тетралин	-	132,196	207,57	0,9702	1,54135	35,46

Ароматические растворители обладают более высокой растворяющей способностью по сравнению с другими углеводородными растворителями и в качестве составляющих компонентов входят в большинство смесевых растворителей [2].

Бензол C_6H_6 , показанный на рисунке 1, получают из продуктов пиролиза нефти и из каменноугольного сырого бензола, является растворителем масел, жиров, восков, каучуков, простых и сложных эфиров целлюлозы, крезолоформальдегидных и некоторых кремнийорганических смол [1]. При нагревании растворяет полиэтилен. Применяется для растворения химически стойких составов на основе бакелеитового лака АБС-1. Входит в состав смесевых растворителей и рекомендуется для применения в смывках. В настоящее время из-за высокой токсичности практически не используется в качестве растворителя [3-6].



а

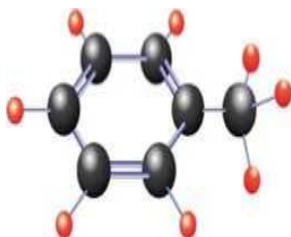


б

Рис. 1 - а – структурная формула бензола, б - растворитель бензол

Толуол $C_6H_5CH_3$, показанный на рисунке 2, получают из нефтяных фракций и каменноугольной смолы. По растворяющей способности подобен бензолу, однако в отличие от него не растворяет природные смолы шеллак и копал, а также сложные эфиры целлюлозы. Применяется для растворения тощих алкидов. При содержании 30-40 % масла в алкидах не требуется добавка алифатических растворителей. Растворяет кремнийорганические смолы, полистирол. В качестве основной добавки применяется в смесевых растворителях для растворения эпоксидных, виниловых и акрилатных полимеров, хлоркаучука[2].

Ксилол $C_6H_5(CH_3)_2$, показанный на рисунке 3, по получению и свойствам подобен толуолу. Из трех изомеров наилучшей растворяющей способностью обладает *o*-ксилол. Однако смесь изомеров является более плохим растворителем, чем толуол, что объясняется высоким содержанием в технических растворителях *m*-и *n*-ксилолов. Применяется ксилол для растворения алкидно-стирольных и дивинилацетиленовых (лак этиноль) полимеров, бутанолизированных меламиноформальдегидных смол. Ксилол можно применять взамен сольвента в рецептуре эмали.



а



б

Рис.2 - а - структурная формула, б - растворитель толуол

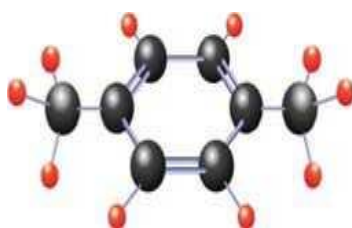


Рис. 3- а – структурная формула ксилола, б - растворитель ксилол

Изопропилбензол $C_6H_5CH(CH_3)_2$ (кумол). Структурная формула показана на рисунке 4. Получают путем алкилирования бензола. Растворяет полиакрилаты, полиметакрилаты, полистирол и другие полимеризационные полимеры. Как растворитель используется сравнительно редко. По химическим свойствам похож на толуол: вступает в реакции замещения в кольце и боковой цепи, при окислении щелочным раствором перманганата

калия даёт, как и толуол, бензойную кислоту. Важным свойством является способность третичного атома углерода в боковой цепи подвергаться лёгкому окислению кислородом воздуха с образованием перекиси кумола.

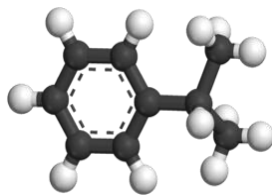


Рис. 4 – Структурная формула изопрпилбензола (*кумол*)

Выводы

Исходя из выше изложенного, по растворяющей способности нефтяных углеводородов, можно сделать следующие выводы:

- к нефтяным растворителям относятся фракции нефти, получаемые в результате перегонки и состоящие из смесей индивидуальных углеводородов (парафиновых, нафтеновых, ароматических);

- широкие пределы выкипания углеводородов нефти позволяют иметь практически неограниченный ассортимент нефтяных растворителей с различным набором физико-химических свойств;

- изопарафиновые углеводородные C_5 - C_7 имеют повышенную химическую растворяющую способность, возрастающую с увеличением разветвленности цепи;

- ароматические растворители обладают более высокой растворяющей способностью по сравнению с другими углеводородными растворителями и в качестве составляющих компонентов входят в большинство смесевых растворителей.

Литература

1. Уразаев В. Растворители//Технологии в электронной промышленности. 2006. - №1. – С.45
2. Дринберг С.А., Ицко Э.Ф. Растворители для лакокрасочных материалов: Справочное пособие. -Л.: Химия, 1980, 208с.
3. Стекольников М.Н. Углеводородные растворители: свойства, производство применение. – М.: Химия, 1986, 120с.
4. Рейнольдс В.В. Физическая химия нефтяных растворителей. -Л.: Химия, 1967, 184с.
5. Оболенцев Р.Д. Физические константы углеводородов жидких топлив и масел. М.: Гостоптехиздат, 1953, 446с.
6. Шарафутдинова Л.Г., Исянов И.Я., Павлова А.А. и др.//Производство углеводородных растворителей. –М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1979. - №3. – С.110-124.
7. Сушко Л.Г., Глозман А.Б., Стекольников М.Н. Организация производства углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия, 1982. № 10. С. 34-36.
8. Способ получения гексанового растворителя: пат. 22092017 РФ: МПК C08J11/00, C08C2/00, C07C5/00/ Зиятдинов А.Ш. [и др]; заявл. 11.03.2002; опубл. 27.07.2003. 8 с.
9. Мановян А.К., Морозов В.А., Хачатурова Д.А., Лозин В.В. Схемы получения уайт-спирита. /Нефтепереработка и нефтехимия. - 1982 - №11 - С.20
10. Пат.2046814 РФ. Способ получения нефтяного растворителя / Шестаков В.В., Батыров Н.А., Касьянов А.А., Малинин П.А., Русанович Д.А.

ГИДРОКАТАЛИТИЧЕСКОЕ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ СРЕДНЕДИСТИЛЛЯТНЫХ ФРАКЦИЙ ИЗ СМЕСИ НЕФТИ КАЗАХСТАНА

Е.К. Калдыгозов, Б.А. Абдикеримов, Э.С. Тлеубаева

Южно-Казахстанский Университет им.М.Ауэзова, г.Шымкент, Республика Казахстан

В данной статье приводятся результаты исследования физико-химических свойств исходной керосино-газойлевой фракций и вакуумного дистиллята смеси Западно-Казахстанских нефтей, а также гидрогенизата полученного в процессе их гидрокаталитической очистки в промышленном алюмоникельмолибденсиликатном катализаторе. Определены влияние параметров основных технологических факторов: температуры, давления и объемной скорости подачи сырья на выход и качество целевого продукта - гидрогенизата. Гидроочищенная керосино-газойлевая фракция применяются в качестве компонента товарного дизельного топлива, а вакуумный газойль будут использоваться как ценное сырье для процесса каталитического крекинга.

Ключевые слова: керосино-газойлевая фракция, вакуумный дистиллят, гидрогенизат, гидроочистка, катализатор, технологические факторы, температура, давление, объемная скорость подачи сырья.

Бұл мақалада Батыс Қазақстан мұнайларының қоспасынан алынған керосинді газойль мен вакуум газойльдерін каталитикалық гидротазалау үдерісінде өңдеп, одан шыққан гидрогенизат пен бастапқы шикізаттың құрамдары талданып, салыстырмалы түрде зерттелді. Үдеріске ыңғайлы жағдайды анықтау мақсатында, алынатын өнімнің сапасына айтарлықтай әсер ететін негізгі технологиялық процесстің көрсеткіштері : температура, қысым, шикізатты беру жылдамдығы сияқты үдеріске әсер ету көрсеткіштерінің жүргізу шамалары мен нақты қолданылатын катализатордың қасиеттері зерттеліп анықталды. Тазартылып алынған өнімдер дизель отындарын дайындауға және де каталитикалық крекинг процессіне шикізат ретінде пайдаланылады.

Кілт сөздер: керосинді газойль фракциясы, вакуум дистилляты, гидрогенизат, гидротазалау, катализатор, технологиялық факторлар, температура, қысым, шикізатты беру жылдамдығы.

This article presents the results of the study of physical and chemical properties of the initial kerosene - gasoil fractions and vacuum distillate of the mixture of West Kazakhstan oils, as well as hydrogenate obtained in the process of their hydrocatalytic purification in an industrial aluminum-Nickel-silicate catalyst. The influence of the parameters of the main technological factors of temperature, pressure and volumetric feed rate of raw materials on the yield and quality of the target product is hydrogenated feed is separated. Hydrotreated kerosene-gas oil fraction is used as a component of commercial diesel fuel, and vacuum gas oil will be used as a valuable raw material for catalytic cracking process.

Keywords: kerosene-gas oil fraction, vacuum distillate, hydrogenate, hydrofining, catalyst, technological factor, temperature, pressure, feed rate.

Разработка рациональных вариантов переработки различных фракций нефтей и газоконденсатов новых перспективных месторождений Республики Казахстан, позволяет эффективно решать задачу удовлетворения потребности страны в высококачественных моторных и котельных топливах, смазочных маслах, в нефтяном коксе и в сырье для нефтехимического синтеза.

Одним из важнейших направлений в развитии нефтеперерабатывающей промышленности Республики Казахстан является получение высококачественных, экологически чистых моторных топлив и смазочных масел путем гидрокаталитической переработки остаточных, высококипящих фракций нефтей[1-3]. Дефицит нефтяного сырья

обуславливает его более квалифицированную переработку посредством каталитических процессов и тщательную подготовку исходного сырья каталитического крекинга, путем гидроочистки от сернистых соединений. Известно, что гидроочистка сырья значительно способствует, улучшению качества и повышению выхода целевых продуктов[4-6]. Физико-химические свойства исходного дизельного топлива и после гидрокаталитической переработки показано в таблице 1.

Таблица 1 - Товарная характеристика дизельного топлива процесса гидрокаталитической переработки

№	Наименования качественных показателей	Исходное сырье	ДЛ - летнее дизельное топливо ГОСТ 305-82	ДЗ - зимнее дизельное топливо ГОСТ 305-82
1	Плотность, при 20 ⁰ С, кг/м ³ ,	0,822	812	785
2	Содержания общей серы, %	0.472	0,04	0,03
3	Содержания меркаптанов, %	0,024	0,004	0,0015
4	Зольность, %	0,02	0,01	0,01
5	Коксуемость, %	0,05	0,015	0,017
6	Содержания фактич.смол, %	2.0	0,2	0.01
7	Содержания воды, %	-	отс	
8	Температура застывания, ⁰ С	+9	-11	-40
9	Температура помутнение, ⁰ С		-6	-37
10	Коэффициент фильтруемость		1,5	1.5
11	Температура вспышки, ⁰ С	48	46	43
12	Кинематическая вязкость, сСт,		4,02	1,85
13	Йодное число,	1,7	2,4	2,4
14	Кислотность, мг на 100мл НП	1,9	1,13	отс
15	Проба на медной пластинке		выд.	-39
16	Цетановое число	46	48	47
17	Содержание ВКЦ,%		Отс.	Отс.
18	Содержание мех.примесей, %		Отс.	отс
19	Фракционный состав, ⁰ С, 50% 96%	*)	272 340	213 243

*) - Фракционный состав исходной керосино-газойлевой фракции: нк - 126⁰С; 5% - 216⁰С; 10% - 253⁰С; 50% - 311⁰С; 90% - 342⁰С; 95% - 357⁰С; 96 % - 360⁰С.

Исследование процесса гидрокаталитической переработки прямогонного дизельного топлива проводили на пилотной установке под давлением водорода в присутствии промышленного алюмоникельмолибденосиликатного (АНМС) катализатора при температуре 380⁰С, давлении 4,0 МПа и объемной скорости подачи сырья - 1,25 ч⁻¹. Из полученных экспериментальных данных наблюдаются, что товарная характеристика дизельного топлива до и после гидрокаталитической переработки, заметно отличаются по качественным показателям. Улучшается все товарные качественные показатели, в частности: снижается содержания общей и меркаптановой серы, температура застывания и помутнения, фактических смол, зольность, кислотность и йодное число. Значительно облегчается фракционный состав и плотность.

Физико-химические характеристики исходных вакуумных дистиллятов, полученные из месторождений нефтей Западного Казахстана: Карашыганак, Тенгиз, Каламкас и Каражанбас приведена в таблице 2.

Вакуумные дистилляты характеризуются значительным содержанием сернистых соединений (1,1 - 2,0% масс.) и высокой температуры застывания. Наименьшей плотностью обладает вакуумный дистиллят Карашыганакской нефти. Наибольшую плотность имеет вакуумный дистиллят нефти месторождения Каражанбас.

Таблица 2 - Физико-химическая характеристика исходных вакуумных дистиллятов

Показатели	Исходные характеристики вакуумных дистиллятов нефти месторождении Западного Казахстана				Характеристики вакуумных дистиллятов из нефти смеси
	Карашыганак	Тенгиз	Каламкас	Каражанбас	
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	879,0	887,0	890,1	917,8	892,3
Содержание серы, % масс.	1,16	1,10	1,98	1,65	1,45
Температура застывания, ⁰ С	30	28	-4	-17	-1
Коксуемость, % масс.	0,37	0,10	0,39	0,30	0,33
Зольность, % масс.	0,02	0,015	0,045	0,052	0,031

Эффективность процесса гидроочистки дистиллятных фракций нефтяного сырья в значительной степени зависит от активности и селективности используемого катализатора и условий ведения технологического процесса, т.е. от выбора оптимальных параметров основных влияющих факторов. Каталитическое облагораживание вакуумного газойля под давлением водорода позволяет достаточно полно удалять нежелательные примеси из дистиллятных фракции, уменьшить их склонность к образованию отложений и осадков, а также снижать коррозионную агрессивность. Известно, что предварительная гидроочистка сырья процесса каталитического крекинга значительно способствует улучшению срока службы катализаторов, улучшению качества и повышению выхода целевых продуктов - газа и бензина.

Для определения оптимальных параметров ведения процесса гидроочистки вакуумных дистиллятов, провели серию опытов в присутствии промышленном алюмоникельмолибденосиликатном катализаторе, под давлением водорода при температурах: 360⁰С, 380⁰С, 400⁰С, 420⁰С, давлениях: 3 МПа, 4 МПа, 5 МПа, 6 МПа и объемных скоростях подачи сырья: 0,7 ч⁻¹; 1,0 ч⁻¹; 1,25 ч⁻¹; 1,5 ч⁻¹; 2,0 ч⁻¹. Из полученных экспериментальных данных наблюдаются, что вакуумные дистилляты исследуемых нефтей заметно отличаются по качественным показателям. Результаты исследования показывает, что по мере повышения температуры процесса увеличивается степень гидрообессеривания исходных вакуумных дистиллятов.

Физико-химические характеристики гидроочищенного вакуумного дистиллята, полученные из месторождений нефтей Западного Казахстана, приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Физико-химическая характеристика гидроочищенного вакуумного дистиллята из нефтесмеси месторождений Западного Казахстана

Режим процесса			ρ_4^{20} , кг/м ³	v_{20} , мм ² /с	Содержа ние серы, % масс.	Фракционный состав, °С					Температу ра застывани я, °С
Темпер атура, °С	Давлени е, МПа	Скорость подачи сырья, ч ⁻¹				н.к	10%	50%	90%	к.к.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
360	4	1	879,8	15,9	0,187	358	383	418	461	495	27
380	3	1	877,8	15,7	0,112	356	382	418	462	493	26
380	4	0,7	879,4	13,6	0,087	357	379	416	460	492	26
380	4	1	880,5	13,8	0,092	352	382	418	458	472	27
380	4	1,25	878,0	14,3	0,096	350	380	419	459	496	27
380	4	1,5	876,7	14,4	0,114	358	389	419	458	496	28
380	4	2	877,1	14,6	0,168	361	392	426	472	497	29
380	5	0,7	880,6	13,5	0,082	353	380	416	462	491	26
380	5	1	879,9	13,2	0,085	353	382	417	458	492	25
380	5	1,25	880,3	13,3	0,093	350	387	416	462	494	26
380	5	1,5	878,3	13,6	0,098	350	388	419	468	496	26
380	6	0,7	879,4	11,8	0,081	358	388	419	469	495	23
380	6	1	877,8	12,5	0,084	362	390	422	473	489	23
380	6	1,25	876,8	12,6	0,087	363	394	429	471	489	24
380	6	1,5	876,7	13,8	0,095	363	396	421	472	496	27
400	4	1	879,5	13,3	0,080	349	379	413	464	488	23
420	4	1	875,1	11,5	0,073	347	376	409	465	484	21

При температуре 420⁰С скорость процесса гидроочистки вакуумных дистиллятов достигает максимальной величины, т.е. с увеличением температуры скорость процесса возрастает, однако следует отметить, что при этом усиливаются и побочные реакции крекинга, об этом свидетельствуют уменьшение плотности, снижение температуры начала кипения у образцов, гидроочищенных при более жестком режиме. Повышение температуры от 360 до 420⁰С значительно сказывается на вакуумном дистилляте смеси западноказахстанских нефтей - глубина обессеривания данного дистиллята увеличивается на 16%. В этих же условиях с увеличением глубины обессеривания вакуумного дистиллята улучшаются и другие качественные характеристики (температура застывания, вязкость и фракционный состав). Влияние давления на процесс гидроочистки вакуумных дистиллятов исследовали при температуре 380⁰С, объемной скорости подачи сырья 1,0 ч⁻¹. Из полученных данных следует, что для гидрогенизаторов влияние давления значителен в интервале давления 3-5 МПа, дальнейшее увеличение давления существенно не влияет на глубину гидрообессеривания, поэтому целесообразно проводить процесс при давлении 3-5 МПа.

Изучение влияния объемной скорости подачи сырья на глубину гидроочистки вакуумных газойлей проводили при температуре 380⁰С и давлении 4 МПа. При снижении объемной скорости подачи сырья с 2,0 ч⁻¹ до 0,7 ч⁻¹ глубина гидрообессеривания вакуумных дистиллятов из смеси Карашыганакской, Тенгизской и Каражамбасской нефтей увеличивается с 79-81% до 89-91%. Снижение объемной скорости подачи сырья на глубине гидрообессеривания вакуумного дистиллята Каламкасской нефти сказывается незначительно. Так, как объемная скорость подачи сырья непосредственно связана с производительностью установки гидроочистки целесообразно поддерживать объемную скорость 1,0 ч⁻¹ с учетом того, что в этом случае достигается достаточная степень гидрообессеривания - 87-93%. Анализ гидрогенизата показывает, что вязкость продуктов гидроочистки снижается с повышением объемной скорости подачи сырья, изменение температуры и давления особо не влияет на данные качественные показатели.

Выводы

Таким образом, в процессе гидрокаталитического облагораживания керосиногазойлевую фракцию и вакуумного дистиллята из нефтесмеси месторождений Западного Казахстана значительно улучшается все физико-химические показатели, снижается в составе вакуумного газойля сернистые, азотистые и кислородные соединения. Полученные гидрогенизаты из смеси западно-казахстанских нефтей могут, служит наиболее качественным сырьем для производства дизельного топлива и для каталитического крекинга на существующих НПЗ Республика Казахстан.

Литература

1. Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Калдыгозов А.Е. Технологические перспективы депарафинизации и глубокой переработки высокопарафинистой нефти на Шымкентском НПЗ. Журнал «Нефть и газ», 2012г., №3.- с.59
2. Калдыгозов Е., Зайкин Ю.А., Калдыгозов А.Е., Еркебаева Г.Ш. Оптимальные варианты переработки смеси нефти перспективных месторождений Казахстана Журнал «Нефть и газ», 2014г., №3.- с.73-80.
3. Алимбаев К.Р., Калдыгозов Е.К, Омаралиев Т.О., Сарсенбаева А.У. Получение дизельного топлива с улучшенными экологическими характеристиками // Химия нефти и газа: материалы международной конференции. -Томск, 2000г., -Т.2. – с.539.
4. Есипко Е.А., и др. «Каталитическая гидродепарафинизация нефтяных фракций». //Тематический обзор, ЦНИИТЭНефтехим, М. 1982г. С.54
5. Болдинов В.В., Есипко Е.А., Каменский А.А. Гидрокаталитическая депарафинизация нефтяного сырья // журнал «Химия и технология топлив и масел» 1996г., № 2. - с.47.
6. Козлов И.Т., Яковлева Е.А. Получение низкозастывающих дизельных топлив с помощью каталитической депарафинизации // журнал «Химия и технология топлив и масел», 1986г., №9. - с.7.

О КАРБАМИДНОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СЫРЫХ НЕФТЕЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Р.Г. Мендыбаев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева», г. Атырау, Казахстан
menra55_g@mail.ru

Батыс Қазақстанның шикі мұнайларын карбамиді депарафинизация ұсынылған процесіне талдау келтірілген. Ұсынылған процесті өндіріске енгізу үшін шикі мұнайды депарафинизация дамытудың техникалық-экономикалық бағасына сәйкес келетін технологияны құру үшін әрі қарай зерттеу қажет.

Кілт сөздер: шикі мұнайды мочевинді депарафинизация, жоғары парафинді мұнай, парафин.

Дан анализ предложенного процесса карбамидной депарафинизации сырых нефтей Западного Казахстана. Для внедрения предложенного процесса в производство необходимы дальнейшие исследования с целью создать технологию, отвечающую технико-экономической оценке целесообразности освоения карбамидной депарафинизации сырой нефти.

Ключевые слова: карбамидная депарафинизация сырой нефти, высокопарафинистая нефть, парафин.

The analysis of the proposed process of carbamide dewaxing of crude oils of Western Kazakhstan is given. To introduce the proposed process into production, further research is needed to create a technology that meets the technical and economic assessment of the feasibility of developing carbamide dewaxing of crude oil.

Key words: carbamide crude oil dewaxing, high-paraffin oil, paraffin.

В ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» поступило предложение от группы исследователей во главе с руководителем д.т.н., профессором Рудаковой Н.Я. по освоению процесса карбамидной депарафинизации сырых нефтей Западного Казахстана. Рудакова Н.Я. является одним из ведущих специалистов в области карбамидной депарафинизации нефтепродуктов и нефти, по этой проблеме ею опубликовано свыше 30 публикаций, три монографии. Предлагается процесс карбамидной депарафинизации сырой нефти Западного Казахстана на основании исследований на 14 нефтях (Казахстана, России), включая нефти Узенья и Жетыбая. При этом говорится, что расход карбамида для депарафинизации нефти составит 30% на нефть, что карбамид будет восстанавливаться для депарафинизации до 70 раз, температура застывания нефти снизится от +30 °С до +13 °С.

Ниже дан анализ рассматриваемой темы.

Тема депарафинизации сырой нефти очень важна для нашего региона в связи с добычей, транспортировкой и переработкой высокопарафинистой мангышлакской нефти.

В процессе разработки месторождение углеводородного сырья вступает в фазу «старения», характеризующуюся увеличением относительной доли высокомолекулярных углеводородов, наибольшую проблему из которых представляют парафины, их концентрация доходит до 25% и выше. При таких концентрациях приходится сталкиваться с двумя главными проблемами: первая - сложность транспортировки (нефть при температуре около 35°С затвердевает, подогрев до 60°С, применяемый для перевода в пригодное для транспортировки состояние, - весьма затратный процесс), вторая - цена такой нефти падает до двух раз по сравнению с кондиционной. Нефти с высоким содержанием твердых углеводородов (парафинистые нефти) характеризуются повышенными температурами застывания и вязкостью и требуют больших расходов энергии для перемещения по трубопроводным сетям и осуществления специальных мер для

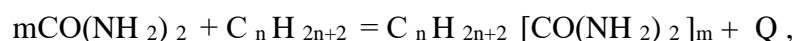
предупреждения накопления асфальтено - смоло - парафиновых отложений (АСПО) в различных элементах нефтепромыслового оборудования.

Одним из основных требований к нефтепродуктам является их подвижность при низких температурах. Потеря подвижности топлив и масел объясняется способностью твердых углеводородов (парафинов и церезинов) при понижении температуры кристаллизоваться из растворов нефтяных фракций, образуя структурированную систему, связывающую жидкую фазу.

С другой стороны твердые углеводороды, нежелательные в маслах и топливах, являются ценным сырьем для производства парафинов, церезинов и продуктов на их основе, находящих широкое применение. Твердые углеводороды используют в медицине, пищевой, электротехнической, бумажной, резиновой промышленности, для производства пластичных смазок и других целей.

Литературно-патентный поиск показывает, что опубликованные в печати материалы имеют вид научно-технических предложений, находящихся на стадии лабораторных исследований и проектных схем, работ по внедрению в промышленность карбамидной депарафинизации именно сырой нефти до настоящего времени нет ни у кого, включая группу Рудаковой Н.Я. Видимо, это связано с недостаточной научно-технической исследованностью проблемы карбамидной депарафинизации сырой нефти, наличием противоречивых данных (причем в отношении сырой нефти проведены исследования в основном группой Рудаковой Н.Я. - нет других аналогичных исследований для сопоставимых условий), проблемой рентабельности такого промышленного процесса проблемой поставки (загрузки) парафинистого сырья, проблемой больших капитальных вложений многостадийных процессов, включая производство парафинов, утилизацию отработанного карбамида). Основное представление по рассматриваемой теме дает ознакомление с 4 монографиями / 1- 4 /.

Как известно реакция комплексообразования карбамида с парафинами является обратимой и описывается уравнением:



где Q – теплота реакции.

Наиболее полно изучены и внедрены в производство процессы карбамидной депарафинизации дизельного топлива / 1- 4 /, которые могут послужить прототипом технологий карбамидной депарафинизации сырой нефти. В России (со времен СССР) построены и находятся в эксплуатации установки, где применяются три различных способа карбамидной депарафинизации дизельного топлива и других нефтяных фракций. К ним относятся процессы карбамидной депарафинизации раствором карбамида в водном изопропанолу при 30-50 °С и отделением комплекса отстоем (установки 64-1 и 64-2М), кристаллическим карбамидом и отделением комплекса центрифугированием (установки Г-64), раствором карбамида в воде с дихлорметаном и отделением комплекса фильтрованием (установка «Жекса», процесс «Эделеану»). Описание работы установок даны в / 4 /.

Впервые в СССР для карбамидной депарафинизации дизельных топлив установки 64-1 и 64-2М освоены на Уфимском НПЗ им. XXII съезда КПСС по процессу разработанному Институтом нефтехимических процессов им. Ю.Г. Мамедалиева (ИНХП) АН Азербайджанской ССР / 2, 4-8 /. Это один из лучших в мировой практике процессов карбамидной депарафинизации. Его преимущество перед известным процессом «Эделеану» (ФРГ), в котором карбамид используется в виде водного раствора, состоит в том, что изопропанол является соразтворителем карбамида и выступает совместителем всех фаз и составляющих их компонентов, способствуя созданию надлежащего контакта карбамида в микрогетерогенном состоянии (в виде кластеров) с извлекаемыми парафинами. Контакт компонентов осуществляется до выпадения карбамида в осадок, что особенно ценно, поскольку не требуется дополнительного активирования выпавших кристаллов. При

идеальном выдерживании режима карбамид должен выпасть в осадок непременно в виде комплекса. Важно и то, что комплекс, формируясь из мельчайших частичек карбамида, сохраняет тончайшую структуру с благоприятными реологическими свойствами и не превращается в грубодисперсный осадок, затрудняющий дальнейшие операции с ним / 2 /.

Установка Г-64 введена в эксплуатацию в 1971 г. на Ангарском НХК / 8 /. Проект установки выполнен институтом «Гипрогрознефть» по исследовательским данным Грозненского нефтяного научно-исследовательского института (ГрозНИИ). Пуск и освоение установки Г-64 производились Ангарским НХК и СК «Оргнефтезаводы» при участии специалистов ГрозНИИ и института «Гипрогрознефть». Процесс карбамидной депарафинизации на установке Г-64 предназначен для производства дизельного топлива и жидких («мягких») парафинов. Активатором комплексообразования служит метанол. Процесс протекает при температуре 25-35 °С. Так как карбамид используется в кристаллическом состоянии, установка ГрозНИИ характеризуется большей компактностью. Разложение комплекса осуществляют в бензине при 80-90 °С без растворения карбамида, что следует отнести к достоинствам процесса, поскольку карбамид, образующийся при разложении комплекса без его растворения, отличается чрезвычайно высокой активностью / 2 /. Он состоит, по-видимому, в значительной степени из кластеров, которые не успели перейти в упорядоченную кристаллическую структуру, что и является причиной его высокой активности. Однако со временем эта активность теряется из-за постепенного осмоления карбамида, поэтому на установке предусмотрен узел регенерации небольшой части карбамида путем его перекристаллизации.

Из зарубежных вариантов процессов известен также процесс «Нурекс» (Япония), который принципиально похож на процесс ГрозНИИ. «Нурекс» предусматривает применение кристаллического карбамида, в качестве растворителя – ароматические углеводороды, активатора – метанол / 8 /. Отделение комплекса производится на фильтрах, а карбамида - на центрифугах. Установку по этому процессу мощностью 40 тыс. т парафина в год начала эксплуатировать с 1967 г. в Мицусиме фирма «Ниппон майнинг».

Карбамидная депарафинизация является эффективным способом извлечения парафинов из средних фракций нефти с целью получения низкозастывающих продуктов и нормальных парафиновых углеводородов $C_{12} - C_{30}$. Она характеризуется высокой емкостью карбамида по парафинам (25-30 %), тогда как емкость цеолитных адсорбентов по извлекаемым парафинам не превышает 5-8%. Будучи низкотемпературным процессом, карбамидная депарафинизация не вызывает химических превращений сырьевых компонентов в отличие от депарафинизации на цеолитах.

Далее рассмотрим имеющиеся в литературе сведения о процессе карбамидной депарафинизации сырой нефти.

В / 1 (стр. 22) / говорится, что для депарафинизации нефти необходимо использовать только кристаллический карбамид. Комплексообразование с водным раствором карбамида имеет ряд недостатков, к числу которых, в первую очередь, относится образование эмульсии, наличие индукционного периода.

Режим работы блока депарафинизации может нарушаться из-за налипания комплекса на внутренние поверхности оборудования / 1 (стр. 28) /. Для снижения адгезии комплекса к металлической поверхности в суспензию на стадии комплексообразования необходимо добавлять твердые инертные вещества.

Присутствующие в нефти смолы, асфальтены, серосодержащие соединения считаются ингибиторами рассматриваемого комплексообразования / 1 (стр. 14) /.

В работе / 9 / утверждается, что при использовании сырья с высоким содержанием смол в отдельных случаях процесс комплексообразования с алканами (парафинами) вообще не имеет места и получаются разноречивые данные по выходу и качеству продуктов депарафинизации / 1 (стр. 71) /. Кроме того, делается предположение, что смолистые вещества, очевидно, сорбируясь и накапливаясь на поверхности карбамида, ослабляют

контакт между нормальными алканами и карбамидом, что и приводит к значительному снижению активности карбамида.

Для увеличения глубины извлечения парафинов из нефти необходим многоступенчатый процесс / 1 (стр. 87) /.

Условия комплексообразования из-за сложности состава сырой нефти значительно отличаются от депарафинизации дизельных топлив или легких масел карбамидом / 1 (стр. 98) /.

Отделение твердой фазы от жидкой – одна из самых трудных и дорогостоящих операций при получении твердых углеводородов / 1 (стр. 114) /.

Для производства парафина обычно берут сырье, в основном предварительно освобожденное от смолисто-асфальтеновых веществ / 1 (стр. 115) /.

В работах / 10, 11 / показана возможность выделения карбамидом твердых углеводородов из сырых нефтей, причем по данным / 10 / карбамидная депарафинизация может быть применена при содержании парафина в нефти не более 0,8%, последний факт по-моему мнению требует тщательной перепроверки, поскольку вообще ставит вопрос о целесообразности промышленной карбамидной депарафинизации сырой нефти (смотри также / 3 (стр. 64) /).

Выполненная в 70-х годах (20 века) Рудаковой Н.Я. технико-экономическая попытка оценки схемы переработки и транспорта без подогрева высокопарафинистой мангышлакской нефти с расчетом ожидаемого экономического эффекта, о которой она говорит в своем предложении в ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод и которая приведена в ее монографии / 1 /, в настоящее время не применима, устарела ввиду изменившихся экономических условий.

В своем предложении Рудакова Н.Я. говорит, что карбамид восстанавливается для депарафинизации нефти до 70 раз. Но в связи с изложенным встает проблема, требующая практических доказательств (исследований) того, что это возможно, поскольку карбамид с каждым разом будет все больше осмолиться, например, в случае нашей мангышлакской нефти, и терять способность к комплексообразованию с парафинами.

Таким образом, анализ состояния проблемы карбамидной депарафинизации сырой нефти показывает, что для внедрения предложенного процесса Рудаковой Н.Я. в производство необходимы дальнейшие исследования с целью создания технологии, для которой технико-экономическое обоснование (ТЭО) целесообразности освоения карбамидной депарафинизации сырой нефти подтвердит ее экономическую состоятельность.

При этом я рекомендую при дальнейших работах и для выработки ТЭО наладить контакты с предприятиями, освоившими промышленную эксплуатацию карбамидной депарафинизации дизельных топлив и других нефтяных фракций, и обратиться за консультациями в ОАО ВНИПИНефть (г. Москва), которое имеет опыт проектирования 3-х установок карбамидной депарафинизации мощностью 500 тысяч тонн в год.

Литература

1. Рудакова Н.Я., Тимошина А.В. Карбамидное комплексообразование нефти. Ленинград, «Химия», Ленинградское отделение, 1985. 240 с.
2. Патриляк К.И. Соединения включения и некоторые проблемы гетерогенных равновесий. Киев, «Наукова думка», 1987. 164 с.
3. Казакова Л.П. Твердые углеводороды нефти. Москва, «Химия», 1986. 176с.
4. Русановский Е.С. Производство жидких парафинов с помощью раствора карбамида (для рабочего образования). Москва, «Химия», 1990. 72с.
5. Варфоломеев Д.Ф. и др. // Химия и технология топлив и масел. – 1974, №1, С. 4-6.
6. Химия и технология топлив и масел. – 1967, №6, С. 1-3.
7. Ермаков Е.А. Нефтепереработка и нефтехимия. – 1970, №1, С.15-18.

8. Левин А.И. и др. // Химия и технология топлив и масел. – 1973, №6, С. 5-7.
9. Духнина А.Н. и др. Новости нефтяной техники. Сер. Нефтепереработка, 1958, №6, С. 22-24.
10. Kisielov W.T., e.a. – Chem. Stosovana, 1962, vol. 6, # 3, p.455.
11. Авт. Св. 4200652 (СССР).

УДК 665.663

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КУМКОЛЬСКОЙ НЕФТИ

Д.К. Набиева, А.Т. Сагинаев

Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева, г. Атырау, Казахстан
dilyaranabieva@gmail.com, asaginaev@mail.ru

Основной целью настоящей работы является определение физико-химических свойств парафинистой Кумкольской нефти. Бензиновые фракции Кумкольской нефти характеризуется низким содержанием серы (0,01-0,06%), кислотностью (0,20 мг КОН/100 мл), являются хорошим сырьем для каталитического риформинга. При исследовании группового состава бензиновых фракций установлено, что в них в основном преобладают парафиновые углеводороды (52-62%). Керосиновые фракции могут служить дизельным топливом марки "ДА". Дизельные фракции нефти месторождений Кумколь не могут служить компонентами товарных дизельных топлив, из-за высокой температуры застывания. Стандартные дизельные фракции по основным показателям не соответствуют требованиям на зимние марки дизельных топлив.

Ключевые слова: Кумкольская нефть, парафин, бензиновая фракция, керосиновая фракция, дизельная фракция, дизельное топливо

В 1979-1989 годы на стыке границ трех южных областей Республики Казахстана, Кызылординской, Жезказганской и Шымкентской было открыто нефтяное месторождение Кумколь и другие месторождения: Арызкум, Акшабулак, Бектас, Кызылкия, Майбулак, Нуралы и др.

Проблема исследования физико-химических свойств нефтей приобретает большое значение для поиска наиболее рациональных путей их переработки. Товарные характеристики некоторых нефтей и их дистиллятных фракции были изучены в работах авторов [1-7].

Одним из важнейших направлений в развитии нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Республики Казахстан является получение высококачественных моторных топлив, смазочных масел, а также сырья для нефтехимии из парафинистой нефти.

Нами проведена работа по определению физико-химических характеристик Кумкольской нефти и узких, остаточных фракций, которые приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Физико-химические характеристики Кумкольской нефти

Показатели	Значение	Нормативные документы
Плотность, при 20°C, кг/м ³	811,7	ГОСТ 3900-82
Молекулярная масса	230	
Кинематическая вязкость, при 50°C, мм ² /с	3,53	ГОСТ 33-82
Температура застывания, °C	+6	ГОСТ 20287-74
Кислотное число, мг КОН/1г	0,04	ГОСТ 5985-79

Коксуемость, % масс.	1,61	ГОСТ 19332-74
Содержание, % масс.:		
асфальтенов	0,30	ASTM D6560 - 17
смола силикагелевых	6,50	
парафина / температура плавления, °С	13,9 / 51	ГОСТ 11851-85
серы общей	0,10	ГОСТ 1437-75
азота общего	0,12	Методика ВНИИ НП
углерода	85,74	
водорода	13,90	
кислорода	0,14	
ванадия, мкг/г	0,3	
никеля	4,2	
серы меркаптановой в фракциях: НК-350 °С	-	ГОСТ 17323-71

Во фракции н.к.-62 °С содержится 83,08% парафиновых углеводородов, из них нормального строения - 55,70% . В этой фракции пятичленные и шестичленные нафтеновые углеводороды составляют 16,92% в соотношении 1:1,2. Ароматические углеводороды отсутствуют.

Групповой углеводородный состав фракций, выкипающих до 300 °С. показывает, что во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. С утяжелением фракций, содержание ароматических углеводородов увеличивается с 0 до 17,2%. Содержание нафтеновых углеводородов высокое и изменяется в пределах 16,9-41,4%. Структурно-групповой состав фракций, выкипающих выше 200 °С, рассчитан по методу n-d-M. Доля углерода в ароматических кольцах по мере утяжеления фракций увеличивается с 6 до 13% , в парафиновых углеводородах и цепях изменяется в пределах 65-79% . Общее число колец в средней молекуле увеличивается с 0,64 до 2,20.

Таблица 2 – Характеристика узких, остаточных фракций

Остаток выше, °С	Выход % масс.	Плотность при 20 °С кг/м ³	Вязкость условная при °С		Коксуемость, %	Температура застывания °С	Содержание серы, %
			80	100			
520	18,4	950,7	101,0	21,0	9,1	49	0,26
500	21,0	945,3	70,8	20,2	7,8	46	0,25
450	27,6	935,5	25,8	7,8	5,8	41	0,21
400	34,6	923,4	4,6	2,5	4,6	37	0,19
350	44,3	903,5	3,2	1,9	3,5	32	0,17

Более детальные качественные характеристики бензиновой, керосиновой, дизельной фракции и вакуумного газойля, масляных дистиллятов из кумкольской нефти показаны в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика бензиновых фракций

Показатель	Температура отбора фракции, °С			
	н.к.-85	н.к.-120	н.к.-140	н.к.-180
Выход, % масс.	6,9	14,6	18,4	24,6
Плотность при 20 °С, кг/м ³	664,6	711,0	723,0	735,6
Содержание общей серы, %	0,014	0,022	0,025	0,027
Октановое число /м.м./	45	47	48	50
Фракционный состав, °С				
н.к.	34	45	53	56
10 %	47	56	77	80
50 %	70	95	102	120
90 %	86	113	131	160
к.к.	104	133	148	188
Кислотность, мг КОН/100мл	-	-	-	0,20

Таблица 4 – Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов

Показатель	Температура отбора фракций, °С				ГОСТ 10227-86 ТС-1
	120-230	120-260	140-250	150-280	
Выход, % масс.	18,4	22,5	16,9	20,7	
Плотность, при 20 °С кг/м ³	767,8	775,1	779,4	791,7	>775
Фракционный состав, °С, мл					
н.к.	125	130	149	162	<150
10	146	150	167	183	<165
50	173	190	193	216	<195
90	214	220	232	257	<230
98	239	247	252	278	<250
Вязкость кинематическая, мм ² /с					
при 20 °С	1,43	1,58	1,96	2,14	> 1,25
при - 40 °С	4,70	6,10	-	-	<8,0
Температура, °С					
вспышки	28	>28	42	54	>28
начала кристаллизации	-56	-50	-42	-38	<-60
помутнений	-	-	-37	-26	-
Теплота сгорания низшая,	43437	>42900	-		>42900
Высота некопящего пламени,	31	29	28	25	>25
Содержание,%					
серы общей	0,036	0,037	0,038	0,041	<0,25
серы меркаптановой	ОТС .	ОТС.	-	-	<0,005
ароматических	10.0	<22	-	-	<22
Кислотность, мг КОН/100мл	0,42	<0,7	-	-	<0,7
Анилиновая точка, °С	61,0	-	-	-	-

В таблице 5 приведен свойства и состав узких дизельных фракций, выкипающих до 350^oC. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. С утяжелением фракций, содержание ароматических углеводородов увеличивается с 0 до 17,2%.

Дизельные фракции кумкольской нефти малосернистые, кислотность их не превышает 3 мг КОН/100 см³ топлива. Содержание нафтеновых углеводородов высокое и изменяется в пределах 16,9-41,4%

Содержание серы в дизельных дистиллятах не превышает 0,05%, т.е. нормы на экологически чистое дизельное топливо.

Из-за высокой температуры застывания (1 ^oC) они не отвечают требованиям ГОСТ 305-82 на летнее дизельное топливо. Высокое содержание n-алканов (24% масс.) позволяет рассматривать их как перспективное сырье для производства жидких парафинов. Депарафинизированные фракции имеют низкую температуру застывания (-40 ^oC) и отвечают требованиям ГОСТ 305-82 на зимнее топливо марки 3. Исследованием методом ГЖХ индивидуального состава парафинов дизельных дистиллятов, выделенных комплексобразованием с карбамидом установлено, что n-алканы представлены углеводородами от C₁₂ до C₂₀ включительно, значительная часть которых приходится на алканы состава C₁₅-C₂₀. В этой связи при переработке Кумкольской нефти в результате депарафинизации дизельной фракции можно получить низкозастывающее дизельное топливо и ценное сырье для производства белкововитаминных концентратов (БВК), синтетических жирных кислот и др. В качестве сырья для производства БВК рекомендуется применять парафины состава C₁₅-C₁₈. Содержание этих углеводородов в n-алканах дизельной фракции составляет 16,37% масс и более 80% на жидкий парафин.

Дистилляты 130-300 и 180-250 ^oC могут быть использованы как зимнее дизельное топливо марки 3-0,2 с температурой застывания минус 35 по ГОСТ 305-82. Максимальный выход такого топлива составляет 28,2% масс.

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов

Показатели	Температура отбора фракций, ^o C					
	140-320	130-300	140-380	180-350	180-250	260-330
Выход, % масс.	30,0	28,2	41,4	29,2	10,7	13,4
Плотность при 20 ^o C, кг/м ³	800,8	792,3	813,2	813,3	790,5	816,5
Вязкость кинематическая						
при 20 ^o C, мм ² /с	2,63	2,17	4,03	4,04	2,10	6,00
Фракционный состав						
50%	230	215	260	265	215	295
96%	293	<340	<360	330	<340	<360
Температура, ^o C						
застывания	-26	-35	-12	-11	-36	-1
помутнения	-17	-25	-7	-6	-27	-
вспышки	53	>35	>61	>61	>40	>61
Содержание, %						
серы общей	0,044	0,041	0,048	0,049	0,040	0,054
меркаптановой	отсутствует					
Цетановое число	54	50	60	62	51	70
Кислотность, мг КОН/100мл	0,78	-	-	1,42	-	-

Дистилляты 140-380, 180-350 ^oC удовлетворяют требования ГОСТ 305-82 на летнее дизельное топливо марки Л-0,2-61. Максимальный выход летнего дизельного топлива составляет 41,4% масс. По основным характеристикам согласно ГОСТ 305-82 керосиновые фракции 150-280 ^oC и 150-320 ^oC могут служить дизельным топливом марки "ДА",

дизельный дистиллят 240-350 °С до депарафинизации - летним дизельным топливом ДЛ-0,2-61, после депарафинизации - зимним топливом марки Д 3. Фракция 240-350 °С этой нефти обладает запасом качества для получения дизельного топлива марки Л-02-61.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Бензиновые фракции Кумкольской нефти характеризуется низким содержанием серы (0,01-0,06%), кислотностью (0,20 мг КОН/100 мл), являются хорошим сырьем для каталитического риформинга. При исследовании группового состава бензиновых фракций установлено, что в них в основном преобладают парафиновые углеводороды (52-62%).

2. Керосиновые могут служить дизельным топливом марки "ДА".

3. Дизельные фракции нефтей месторождений Кумколь не могут служить компонентами товарных дизельных топлив, из-за высокой температуры застывания.

4. Стандартные дизельные фракции месторождений Кумколь по основным показателям не соответствуют требованиям на зимние марки дизельных топлив.

Литература

1. Байзулиева Л.А., Джетписов Б.Т., Бисенов Т.М. Кумкольская нефть как сырье для производства парафинов и масел // Известия АН КазССР. Серия химическая. – 1989. – № 6. – С. 58-61.

2. Омаралиев Т.О., Суюнова Л., Абдухаликова И.Р., Калдыгозов Е.К., Керимбеков С.К. Кумкольская нефть // Химия и технология нефти и газа. – 1990. – № 9. – С. 8-9.

3. Акжигитов А.Ш. Исследование реологических параметров кумкольской нефти и ее смеси с Тюменской // Известия АН КазССР. Серия химическая. – 1991. – № 5. – С. 74-75.

4. Букейханов Н.Н., Уразгалиев Б.У. Новые нефти Казахстана // Нефтехимия. – 1992. – Т. 32. – С. 496-503.

5. Калдыгозов Е., Еркебаева Г.Ш. и др. Способы улучшения эксплуатационных свойств дизельного топлива из парафинистой нефти // Сб. докл. Международной конференции по химической технологии. Региональная Центрально-Азиатская МНК по Хим.техн. Москва. – 2007. – С. 240-242.

6. Калдыгозов А.Е. Физико-химические свойства различных керосиновых фракций Казахстанских нефтей // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. – 2011. – № 4(19). – С. 45-49.

7. Сагинаев А.Т., Куанышев Б.И., Сулейменов Е.Б., Козырев Д.В., Сериков Т.П. Физико-химические свойства бензиновых фракций нефти месторождений Чинаревское, Жанажолское и смеси Мангышлакских нефтей // Материалы Международной научно-технической конференции «Экология и нефтегазовый комплекс». Атырау. – 2013 – С. 831-833.

МАҚТА ГУДРОНДАРЫНЫҢ МАЙЛЫ ҚЫШҚЫЛДАРЫ НЕГІЗІНДЕ ШИКИ МҰНАЙДЫ ДЕЭМУЛЬСАЦИЯЛАУҒА АРНАЛҒАН РЕАГЕНТТЕР

К.С. Надиров¹, Н.Ш. Отарбаев¹, Г.Ж. Бимбетова¹, Р.К. Надиров²

¹ М.Әуезов атындағы Оңтүстік Қазақстан Мемлекеттік университеті.

² Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық университеті

Мақалада май қышқылдарын дистилляциялау гудрондары деп аталатын мақта майын өңдеудің кейбір жанама өнімдері негізінде парафинді мұнайды деэмульсациялау үшін жаңа, тиімді реагенттер алу мәселесі көтеріледі. Осы жұмыстың мақсаты май қышқылдарының фракциясы негізінде катализаторлардың қатысуымен гомофазды оксиэтилдеу жолымен этилен оксидімен өзара әрекеттесу реакциясын жүргізу болып табылады.

Химиялық құрамы бойынша дайын өнім біркелкі емес, себебі тізбектің біртіндеп өсуі кезінде этиленоксидті топтардың әртүрлі санымен қосылыстар қоспасы түзіледі. Оксиэтилденудің әртүрлі дәрежесіндегі қосылыстар құрамы кезінде реакциялық қоспада оксиэтилді полимерлі гомологтардың белгілі бір молекулалық-массалық таралуы өтеді деп болжанады.

Осылайша, жүргізілген зерттеулер негізінде жоғарыда келтірілген май қышқылдары шикі мұнайды сусыздандыру кезінде реагенттер ретінде пайдаланылуы мүмкін және беттік-активті заттарды алу үшін құнды бастапқы шикізат болып табылады. Май қышқылдарын оксиэтилдеу үшін бастапқы заттар мен жағдайлар, оксиэтилдеу дәрежесіне байланысты реакциялық массаның құрамы ұсынылды, сондай-ақ оксиэтилдеу өнімдерінің шығу және құрамының бастапқы реагенттердің арақатынасына тәуелділігі анықталды.

Түйінді сөздер: мұнай, оксиэтилдеу, реагент, эмульсия, беттік-активті заттар, май қышқылдары.

Кіріспе. Қазіргі уақытта мұнай өнеркәсібіндегі күрделі проблемалар мұнай кәсіпшілігінің жабдықтарының коррозиясы, тұрақты мұнай-су эмульсияларының пайда болуы және асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің (АСПО) қалыптасуы болып табылады. Бұл құбылыстар ұнғымалардан мұнай өндіруді едәуір қиындатады, мұнай өндіру жабдықтарының жұмысына, құбыр байланыстарына теріс әсер етеді. Бұл мәселе әсіресе жоғары парафинді май өндіретін үшін өзекті болып табылады [1-8].

Мұндай эмульсиялардың жоғары тұрақтылығына байланысты олардың жойылуына тек эмульгаторлардың көмегімен қол жеткізуге болады. Демульгаторлардың құны өте жоғары болғандықтан, реагенттердің тиімділігінің артуына байланысты олардың шығынын азайту мәселесі өте өзекті болып табылады. Жаңа демульгаторларды құрудың тиімді бағыттарының бірі әртүрлі құрылымдардың беттік активті заттарының (БАЗ) қосылуы болып табылады, бұл бастапқы компоненттердің белгілі бір жиынтығы болған кезде әртүрлі қасиеттері бар композицияларды алуға мүмкіндік береді. Осы мәселелерді сәтті шешу үшін синергетикалық әсер беретін қоспада бірнеше жеке қосылыстар бар композициялар алу керек. Композиция құрамына ылғалдандырғыш, диспергаторлаушы, коагулянтты қасиеттері бар БАЗ кіруі мүмкін. Мұндай композициялар, әдетте, олардың құрамына кіретін жеке компоненттерге тән қасиеттермен қатар, олардың бірлескен әрекетінің нәтижесі болатын қасиеттер жиынтығына ие. Бұл әдіс реагенттердің маңызды сипаттамаларын нығайтуға және олардың функционалды әрекеттерін кеңейтуге мүмкіндік береді [9]. Соңғы жылдары импортталған компоненттерді қолданатын композициялық эмульгаторлардың спектрі едәуір кеңейгенін атап өткен жөн. Алайда, импортталатын компоненттердің олардың негізінде жасалған деэмульгаторлардың бағасы жоғары және құнын арттырады [10].

Реагенттерді аз тұтынумен мұнайдың терең құрғауына бірнеше химиялық қосылыстардың композиттік демульгаторларын қолдану арқылы қол жеткізуге болады, егер

бұл қосылыстар арасында синергетикалық әсер пайда болса [9]. Алайда, демульгаторлардың тиімділігін арттырудың бұл әдісінің ғылыми негізі әлі әзірленбеген. Сондай-ақ, олардың ерітінділеріндегі демульгаторлар 30-100 нм [10] болатын бөлшектердің мөлшерімен шешуші эмульсия күйінде болатын демульгаторлардың наномодификациясын алу арқылы олардың тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді. Бұл әдістер демульгаторлардың негізгі қасиеттерін жақсартады және әртүрлі майларды алу, тасымалдау және дайындауда олардың функционалды әсерін кеңейте алады.

Этилен оксиді - циклді жай эфирлерге жататын, жылдық өндірістік көлемі 21 миллион тоннаға жуық, өнеркәсіптік органикалық синтездің ең ірі тонналық аралық өнімдерінің бірі. Үш қосылысты эпоксидті циклдің кернеуіне байланысты этилен оксиді және басқа да осындай қосылыстар жоғары реакциялық қабілеттікке ие болады. Этилен оксиді - ең реакциялануға қабілетті органикалық қосылыстардың бірі. Этилен оксиді үш қосылысты эпоксидті циклдің ыдырауының жеңілдігі арқасында β -оксиэтилтуындыларын түзе отырып, сутегінің жылжымалы атомы бар заттарды қоса алады және полимерленуге қабілетті. Этилен оксиді көптеген ірі көлемді химиялық өнімдер мен аралық өнімдерді шығару үшін қолданылады [11].

Келтірілген жұмыстың мақсаты май қышқылының фракциясы негізінде катализаторлар - үшіншілік аминдер - R_3N типті қосылыстардың қатысуымен гомофазалық оксиэтилдеу әдісі арқылы этилен оксидімен әсерлесу реакциясын жүргізу болды.

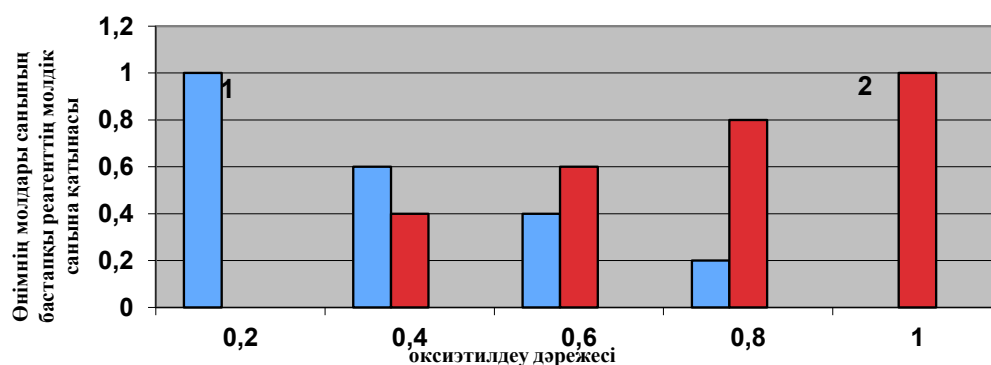
Зерттеу нысандары мен әдістері. Бұл жұмыста негізгі шикізат ретінде май қышқылдарының фракцияларын бөліп алған мақта гудронын (госсипол шайыры) таңдадық [12].

Май қышқылдардың оксиэтилденген туындылары этилен оксидінің әсерінен алынған, олар май қышқылдары мен госсипол туындылары құрамында гудронның сабындалған фракциясынан алынған өнімде болады. Реакция 120-130°C температурада және 0,2-0,3 МПа қысыммен жүргізілді, қажет болған жағдайда параметрлер өзгерді.

Оксиэтилдеу келесідей жүргізілді. Бұлғауыш, термометр, тоңазытқыш және этилен енгізуге арналған барботермен жабдықталған реакторға бастапқы шикізат өлшемін (5-10г) салды және бастапқы шикізат өлшем салмағының 1% масс катализатор өлшемін қосады. Этилен оксиді шығып кетпеу үшін тұтас қондырғы жақсы бекітіліп жиналады. Алдын ала этилен оксиді бар баллоннан суытылған болат стаканға - патронға оның азғана мөлшерін құйып алады. Мұны баллон сақталатын қоймада жүзеге асырады. Патронын гайкалы кілт көмегімен бұрайды. Патрон қақпағындағы шүмек жабық болу керек. Лабораторияда патрон қақпағына резина шлангіні жалғайды, оның екінші ұшын үш мойынды реакторға қойылған барботерге қосады (ұшы жіңішкерген шыны түтікше). Жеке штативке этилен оксиді бар патронды бекітеді. Қондырғыны жинақтаған соң электр моторын қосады және реактор ішіндегісін араластыра бастайды. Одан әрі реактор қыздырғышты қосады. 100°C жоғары температурада реагенттермен бірге реакторға енгізілген су булана бастайды. Ылғал буланып кеткен соң температураны 150 – 170°C дейін көтереді және газ тәрізді этилен оксидін бере бастайды. Ол үшін патрон қақпағындағы шүмекті мұқият ашады. Оксидті шүмекпен реттей отырып барынша аз мөлшерде береді және барботер жұмысы арқылы оның шығымын байқайды. Оксиэтилдеу процесі бірнеше сағатқа созылады. Қосылған этилен оксидінің мөлшерін реакция массасының қосқан салмағы бойынша анықтайды (% масс. түрінде). Оксиэтилденген өнімнің бір берілген үлгісін алған соң, реакция реакторынан сынама алады және оксиэтилдеу процесін БАЗ келесі үлгісін алғанша жалғастырады. Барлық жағдайда реакция реакторындағы өлшемді және қосылған этилен оксидінің мөлшерін қатаң бақылау қажет. Катализатор ретінде қосалқы өнімдердің түзілу жылдамдығын төмендету үшін үшіншілік аминдерді қолдандық.

Алынған өнімнің оксиэтилдену және бөліну дәрежесін жұмыстарда сипатталған әдістермен анықтадық [13,14].

Нәтижелер және оларды талқылау. 1-суретте оксиэтилдеу дәрежесінің мақта гудронындағы май қышқылдарының моноалмастырылған туындысын алу сатысындағы реакциялық массаның құрамына әсері көрсетілген.



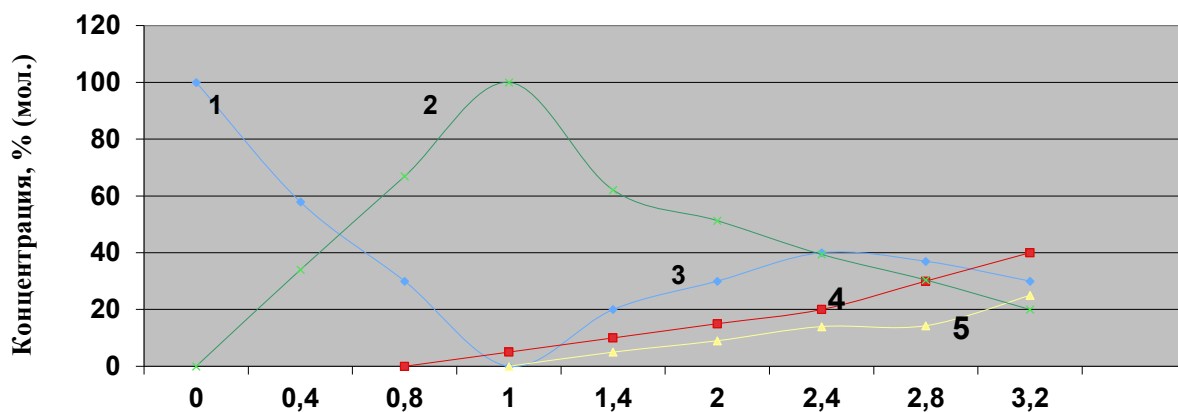
Шарты: негізгі катализ, температура – 180⁰С, қысымы - 2 МПа, 1 – май қышқылдары, 2 – моноалмастырылған туынды

Сурет 1 – Оксиэтилдеу дәрежесіне байланысты реакциялық масса құрамы

2-суреттің мәліметтеріне сәйкес, негізгі катализ жағдайында қосылудың бірінші сатысы келесіден анық бөлінген, бірінші аралық өнімді 100% - ға жақын шығыммен алуға болады және бастапқы заттар аяқталғаннан кейін ғана этиленоксидті қосудың келесі өнімдері пайда болады, бұл басқа май қышқылдарын оксиэтилдеу процесі үшін эксперименттік мәліметтермен жақсы үйлеседі.

Бұл нәтижелер этиленоксидтің бастапқы май қышқылдармен өзара әрекеттесу реакциясының осы процесс үшін оңтайлы түрін таңдауға мүмкіндік береді. К₁ мәні К₂ мәнінен едәуір көп болған кезде, айтарлықтай қышқылдығы бар май қышқылдардың негізінде мақсатты синтездеу кезінде, селективтілікті айтарлықтай арттыруға мүмкіндік беретін нуклеофильді катализ тиімді. Алайда, бұл ереже тек алғашқы қосылу өнімдеріне қолданылады. Сондай-ақ, қышқыл катализ жағдайында қажетсіз жанама өнімдер, мысалы диоксан және диоксолан оңай және жоғары өнімділікпен түзілетіні анықталды.

Алынған заңдылықтар реакция массасының құрамының этилен оксиді мен алғашқы май қышқылдарының мольдік қатынасына және процестің интегралды селективтілігіне тәуелділігін анықтайды. Этилен оксиді топтарының көптігі бар этоксилденген өнімнің жоғары шығымдылығына қол жеткізу үшін тізбектің қажетті ұзындығына сәйкес келетін этилен оксидінің артық мөлшері болуы қажет, бірақ бұл ретте артық реагентті тазарту мен қайта өңдеудің экономикалық шығындарын ескере отырып, бастапқы реагенттердің оңтайлы қатынасын таңдау қажет. Бұл мәселені шешуге процестің ұтымды аппараттық және технологиялық дизайны айтарлықтай ықпал етеді. Оксиэтилдеу процесі экзотермиялық болып табылады және реакция қоспасының көлемінің, тығыздығы мен тұтқырлығының жоғарылауымен жүреді. Атмосфералық оттегімен әрекеттескенде этилен оксиді жарылғыш ыдырауға бейім. Мұның бәрі оксиэтилдеу процесін өнеркәсіптік жүзеге асыруда қосымша қиындықтар туғызады [15].



этиленоксид: май қышқылдары мольдік қатынасы

Шарты: негізгі катализ, температура – 180⁰С, қысымы - 2 МПа,

1- бастапқы май қышқылдары, 2 – моноалмастырылған, 3- диалмастырылған, 4 – триалмастырылған, 5 – тетраалмастырылған

Сурет 2 – Оксиэтилдеу өнімдерінің шығымының және құрамының бастапқы реагенттердің қатынасына тәуелділігі

Химиялық құрамы бойынша дайын өнім біртекті емес, гетерогенді, өйткені тізбек біртіндеп өскенде этилен оксиді тобының әр түрлі қоспа қосылыстары пайда болады. Әр түрлі дәрежедегі оксиэтилдеу қосылыстардың құрамы Пуассонның тарату функциясына сәйкес келеді, өйткені жеке сатылардың жылдамдығы бір-біріне өте жақын. Реакция қоспасында оксиэтилді полимерлі гомологтардың белгілі бір молекулалық - масса таралуы жүзеге асырылады деп болжауға болады. Молекула аралық таралу (ММР) оксиэтилді полимерлі гомологтардың пайда болуы мен түрленуінің кездейсоқ процесінің ықтималды сипаттамасымен бірдей байланысты және бұл олардың қолданылуын анықтайтын ионогенді емес беттік-белсенді заттың (НПАВ) физикалық-химиялық қасиеттерін анықтайды.

Сонымен, осылайша жүргізілген зерттеулер негізінде жоғарыда келтірілген май қышқылдары шикі мұнайды сусыздандыру кезінде реагенттер ретінде пайдаланылуы мүмкін беттік-активті заттарды алу үшін құнды бастапқы шикізат болып табылады. Оксиэтилдеу дәрежесіне байланысты реакциялық массаның құрамы мен қатынасы ұсынылды, сондай-ақ оксиэтилдеу өнімдерінің шығымдары және құрамының бастапқы реагенттердің қатынасына тәуелділігі анықталды.

Әдебиеттер тізімі

1. Гусев В.И. Технические требования и основные направления по синтезу реагентов для химизации технологических процессов добычи нефти. Тез. докл. XII Менделеевского съезда по общей и прикладной химии. – М.: Наука. - 1981. – № 4. – С. 178-179.
2. Ибрагимов, Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти. – М.: Недра. - 1986. – 240 с.
3. Игдавлетова М.З., Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х. О взаимовлиянии химреагентов в технологических процессах добычи нефти. Нефтепромышленное дело. – 2001. – № 1. – С. 53-56.
4. Рахманкулов Д.Л. Химические реагенты в добыче и транспорте нефти: справочник / Д.Л. Рахманкулов, С.С. Злотский, В.И. Мархасин, О.В. Пешкин, В. Я. Щекотурова, Б. Н. Мастобаев. – М.: Химия, 1987. – 144 с.

5. Потапов С. С. Взаимосвязь процессов солеотложения и коррозии при добыче обводнённой нефти [Текст] /С.С. Потапов, Н.П. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 8. – С. 59-61.

6. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/Под ред. У. Лайонз, Г. Плизг. – М.: Профессия. – 2009. – 952с.

7. Карабалин У.С. Результаты деятельности министерства нефти и газа РК за 2013 г. и перспективы развития нефтегазовой отрасли. // Нефть и газ, №3.- 2013. –С.7-18.

8. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5 т.Т.2. Добыча, Подготовка. Транспортировка.-Алматы: «Гылым, 20001.-344 с.

9. Семихина Л.П., Перекупка А.Г., Плотникова Д.В., Журавский Д.В. Повышение эффективности деэмульгаторов путем получения их наномодификаций //Вестник Тюменского гос. ун-та.- 2009, № 6. – с. 88-93.

10. Бойко Г.И., Любченко Н.П., Маймаков Т.П., Шайхутдинов Е.М., Оразбекулы Е., Сабдалиева М.К., Игнатович А.В. Химические реагенты для подготовки нефтей к транспорту: Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса: Доклады Восьмых Международных научных Надировских чтений. – Алматы: 2010. - С. 150-155.

11. Бесков В.С., Сафронов В.С. Общая химическая технология и основы промышленной экологии. – М.: Химия. - 1999. – 412 с.

12. Надиров К.С., Жантасов М.К., Бимбетова Г.Ж. Экстракция жирных кислот из смеси компонентов госсиполовой смолы // Материали за Х1 Международна научна практична конференция «Найните постижения на Европейската наука-2015», Т. 11. Лекарство Биологии. Химия и химиче тскиехнологии. Екология. География и геология. София, «БялГРАД-БГ» ООД , 2015-С. 84-88.

13. Шенфельд Н. Поверхностно-активные вещества на основе окиси этилена / Н. Шенфельд. - Пер. с нем./ Под ред. Лебедева Н. Н. Изд. 2- е. - М.: Химия , -1982. - 752 с.

14. Ланге К. Р. Поверхностно-активные вещества. – М.: Химия. - 2004. – 252 с.

15. Новые процессы органического синтеза./Р.Б. Серебряков, Р. М. Масагутов, В. Г. Правдин и др./ Под ред. С. П. Черных. - М. Химия. - 1989. - 400 с.

УДК 665.63:51.001.57

АЙҚЫН ЕМЕС ОРТАДА МАТЕМАТИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДЕУ НЕГІЗІНДЕ КАТАЛИТИКАЛЫҚ КРЕКИНГ ҚОНДЫРҒЫСЫН БАСҚАРУ

Б.Б. Оразбаев, Д.О. Кожаметова

Л.Н. Гумилев атындағы Евразия ұлттық университеті, Астана қ., Қазақстан
batyr_o@mail.ru, dinara_kozhahmetova@mail.ru

Мұнай өңдеуде бензин фракцияларына үлкен көңіл бөлінеді, яғни сапасы жағынан октандық саны жоғары өнім алу. Крекинг мұнай өңдеу процесінің тереңдігін жоғарлатады. Каталитикалық крекинг газойл сияқты ауыр дистиллятты түрлендіру процесі болып табылады. Каталитикалық крекинг процесі көлемдік жағынан үлкен, гидродинамикалық және кинетикалық крекингтау реакциясы мен кокстың жануы күрделі процесс болғандықтан оларды бақылау және модельдеу өте күрделі де ауқымды жұмыс болып саналады. Осы тұрғыда ең тиімді зерттеу ол – айқын емес ортада интеллектуалды басқару негізінде, қондырғының математикалық моделін құру. Мақалада, мұнай өңдеу өндірісіндегі каталитикалық крекинг қондырғысында айқын емес логикалық басқару жүйесін пайдалану перспективалық тұрғыда тиімді екенін көрсетеді.

Кілт сөздер: Каталитикалық крекинг, математикалық модель, реакторлық блок, айқын емес логика.

При переработке нефти большое внимание уделяется бензиновым фракциям, то есть получение высокооктанового количества продукции по качеству. Крекинг повышает глубину процесса переработки нефти. Каталитический крекинг представляет собой процесс преобразования тяжелых дистиллятов, таких как газойл. Известно, что процессы КК очень трудно моделировать и контролировать из-за большого масштаба процесса, сложной гидродинамики и сложной кинетики реакций крекинга и горения кокса. Одним из наиболее интенсивно исследуемых терминов нелинейного управления в области “интеллектуального управления” является то, что связано с нечеткими логическими контроллерами. В статье показано, как нечеткое логическое управление, как перспективный метод управления, будет эффективно использоваться для улучшения управления технологическими процессами КК в нефтеперерабатывающей промышленности.

Ключевые слова: Каталитический крекинг, математическая модель, реакторный блок, нечеткая логика.

Mathematical formulation of multi-criteria decision-making tasks for managing the catalytic reforming unit in a catalytic reforming unit in a fuzzy environment is formulated and developed, and heuristic methods for their solution are developed, which are brought to dialogue also rhythms on the basis of various compromise schemes. The proposed algorithms based on the knowledge and experience of expert experts make it possible to obtain optimal solutions in selecting the operating modes and controlling the reforming process.

Keywords: Catalytic cracking, Reactor unit, Fuzzy logic, Mathematical model.

1. Кіріспе. Қазақстанда мұнайдың мол қорына қарамастан, республика мұнай өңдеу өнімдерін, әсіресе мұнайды терең өңдеуден алынатын сапалы өнімдерге, синтетикалық материал өндіруге, пластмасса, жоғары сапалы мотор отыны, майлау материалдары тағы басқа мұнай химиясы өнімдеріне жоғары сұраныс бар. Бұл өнімдерге ішкі мен қатар сыртқы нарықта да қазіргі таңда сұраныс өте жоғары. Сондықтан бірінші кезекте ішкі сұранысты толықтай қамтамасыз ету үшін, мұнайды кешенді терең өңдеу, сапалы мұнай өнімдерін (бензин т.б.) өңдеу тереңдігін арттыру, мұнай химиясы саласын қалпына келтіру және дамыту мәселелерін ғылыми негізделген тәсілдермен шешу талап етіледі. Бұл міндеттерді шешкенде мұнай өңдеу мен мұнай химиясы технологиялық кешендерін дұрыс жобалау және олардың жұмыс режимдерінің тиімділігін арттыру мәселелері туындайды. Соңғы мәселелерді шешу жолдары, математикалық тәсілдерді, мысалы модельдеу арқылы мұнай өңдеу мен мұнай химиясы технологиялық жүйелерінің тиімділігін арттыру болып табылады. [1–3].

Мұнай өңдеу, мұнай химиясы өндірістік салалардың химиялық-технологиялық жүйелерінің тиімділігін экономикалық, экологиялық және технологиялық критерийлерінің тиімді мәндерін анықтау үшін математикалық тәсілдерді қолдану керек [4,5].

Соңғы жылдары Қазақстан мұнай-газ саласының, оның ішінде мұнай өңдеу және мұнай химиясы өндірістерінің қарқынды дамуы мен ірі жобалардың жүзеге аса бастауы, бұл өндірістердің технологиялық процестерін тиімді жүргізу және оларды экономикалық, технологиялық және экологиялық критерийлері бойынша оптимизациялау мәселелері соңғы кезде өте өзекті тақырыпқа айналды. Осыған байланысты оларды шешуге бағытталған зерттеу жұмыстары жаңадан бастады. Мұнай өңдеу және мұнай химиясы технологиясын дамытуда Серіков Т.П., Сармурзина Р.Ғ., Сағынаев А.Т. және т.б. қазақстандық ғалымдар қомақты үлес қосты. Қалыбаев Н.Б., Оразбаев Б.Б., Серіков Ф.Т осы өндірістегі мәселелерді шешуде математикалық тәсілдер мен компьютерлік жүйелерді жасақтау мен пайдалану бойынша үлкен нәтижелерге қол жеткізді.

Қазіргі кезде Қазақстан Республикасында үш мұнай өңдеу зауыттары жұмыс істейді солардың ішінде *Атырау МӨЗ* қазақстандық бірінші мұнай өңдеу кәсіпорны болып табылады, ол отындық схема бойынша Каспий теңізінің солтүстік жағалауында 1945 жылы

салынып іске қосылған. Республиканың батысында, Жетібай, Өзен, Ембі, Мартышы, Теңіз секілді ірі мұнай кен орындарына, Каспий теңізінің көмірсутек қорына жақын орналасқан және қазақстандық мұнайды өңдейді [2,4].

Атырау МӨЗ ең басты қайта жаңарту ол –Еуро Одақ талаптарына сай келетін жоғары сапалы өнімдерді өндіру арқылы қоршаған ортаға зиянды әсерді төмендету, жоғары октандық бензин өндіру көлемін арттыру және қосымша жұмыс орындарын құру, толығымен жүзеге асуда. Кәзіргі таңда Атырау МӨЗ бірінші мұнай химия кешенін құру мақсатында ЕВРО-4 экологиялық стандартына сай жоғары сапалы мұнай өнімдерін шығара бастады. Бұл жоба экологиялық таза бензиндерді өндіруді қамтамасыз етеді, яғни концерогенді заттар, біз жұтып жүрген, автокөліктерден шығатын бумен пайдаланатын газдар мұнай химия шикізаты ретінде жеке бөлінетін болады.

Мұнай өңдеу және мұнай химиясы өндірістерінің технологиялық кешендерінің тиімді жұмыс режимдерін анықтау мақсатында оларды модельдеуге жүйелік тәсілдерді пайдалану кезінде ең алдымен модельдеу мақсатын анықтау қажет. Өндірісте пайдаланудағы кешендерге тәжірибе жасау, көп жағдайда, мүмкін болмағандықтан, олардың математикалық модельдерін құрып, алынған модельдер көмегімен өндірістік кешендерді зерттеу қажет. Модельдерге қойылатын талаптар (дәлдігі, жылдамдығы, толықтығы), оларды пайдалану мақсаттарына байланысты әр түрлі болады [8,9].

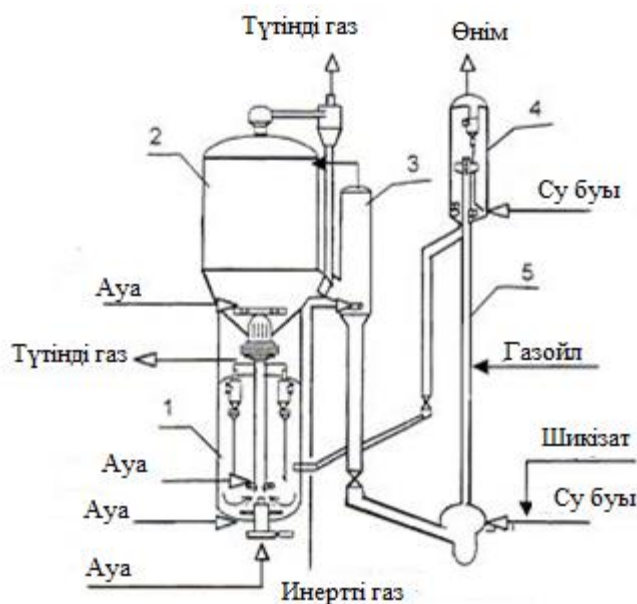
2. Есеп қойылымы. Математикалық модельдерді құруда, оларды қолданғанда кездесетін проблемаларды нақты зерттеу объектісі болып табылатын Атырау МӨЗ-дағы пайдаланыстағы каталитикалық крекинг қондырғысы «R2R» мысалында талқыланып, оларды шешу тәсілдері ұсынылады.

Мұнайды терең өңдеу кешені бірнеше қондырғылардан тұрады. Біздің қарастыратын «R2R» каталитикалық крекинг қондырғысы бірнеше блоктардан тұрады:

- реакторлы блок;
- жұқа тазалау және түтіндік газдарды рекуперациялау;
- ректификациялау блогы;
- бензинді стабилизациялау және газофракциондау блогы.

Шикізат бойынша қондырғының жобалық қуаты 2388,54 мың тонна жылына. Қондырғы қалдықтарды ауалық айдау (AR, мазут), ауыр газойлды, вакуумдық газойлды, кокстау қондырғысымен ауыр газойлды, ауыр рафинатты ауыр ароматтық байланыстармен ароматты өндіру кешенінен неғұрлым бағалы өнім қоюланған (сжиженный) көмірсутекті газ, бензин және крекингтің жеңіл газойл өндіруге арналған.

Каталитикалық крекинг процессінің мәні жоғары молекулярлы көмірсутегі байланысын микросфериялық целотті катализаторы бар кезінде «көміртегі – көміртегі» сутегі байланыстарын неғұрлым ұсақ молекулаларға үзу, босаған орындары бойынша қайтадан тарату болып табылады.



1 - бірінші саты регенераторы; 2 - екінші саты регенераторы; 3 –түтіндік газдардан катализаторды үрлеу секциясы; 4 - реактор-сепаратор; 5 – реактор – көтергіш.

Сурет 1 - R-2-R қондырғысының реакторлық блок схемасы

Реакторлы – регенераторлы блоктың ерекшелігі екі регенератордан ауаны және түтіндік газдарды жеке беруі болып табылады.

Шикізат лифт – реактордың төменгі бөлігіне шашыратып себіледі, онда ол өсіп келе жатқан ыстық катализатор арынымен араласады. Лифт – реактордың үстінде қоспа сепаратор арқылы өтеді, онда көмірсутек буы катализатордан бөлініп алынады. Крекинг өнімі фракциондаушы колоннаға бағытталады, онда өнімді реакциядан бөлу жүреді. Бұл ретте регенерация екі этапта жүреді – ол R2R процесінің ерекшелігі болып табылады. 730°C жоғары еме температурада жұмыс істейтін, Регенератордың бірінші сатысында ішінара (~ 50-80%) көміртегін жағу жүреді, кокстың қалған мөлшері екінші регенераторда жағылады. Жануға қажетті ауа коллектор жүйесі арқылы ауа үрлегіш көмегімен беріледі. Каталитикалық крекингтің ауыр газойл қалдық конверсиясын жоғарлату үшін және регенератордың коксты реттеу жүктемесі үшін қабылданады.

Реакция өнімі негізгі ректификациондық колоннада екі мақсаттық функцияға бөлінеді. Негізгі мақсаттық функция – каталитикалық крекинг бензині, стабилизациялау блогы арқылы нафтанф селективті гидрлеу қондырғысына түседі.

Каталитикалық крекинг процесін модельдеу және бақылау, процестің үлкендігіне байланысты, гидродинамикалық күрделілігіне және крекингтің кинетикалық реакциясы мен кокстың жануы күрделі процесс болғандықтан модельдеу ауқымды жұмысты талап етеді. Осы ретте күрделі жүйе үшін «Интеллектуалды басқару» аясында Айқын емес модельдерді құру қажеттілігі туындайды [10,11].

3. Қолданатын тәсіл. Мұнай өңдеу мен мұнай химиясы өндірістерінің кешендері мысалында өндірістік объектілердің математикалық модельдерін құру үшін зерттеу нәтижелерін қолдана отырып, түрлі ақпараттармен (теориялық, статистикалық, айқын емес) сипатталатын объектілердің модельдерін құру тәсілін жасақтайық. Аталған жағдайда технологиялық кешендердің модельдерін құруға мүмкіндік беретін ХТЖ-дің модельдерін түрлі ақпараттар негізінде құру тәсілінің негізгі процедуралары төменде келтірілген:

1. ХТЖ-ні зерттеу, ол туралы жиналуы мүмкін ақпаратты жинау және өңдеу, модельдеудің негізгі мақсатын анықтау;

2. Модельдеудің негізгі мақсатын ескере отырып, зерттелетін жүйенің әр элементінің құрылуы мүмкін модельдерін бағалау және салыстыру критерийлерін анықтау;

3. Анықталған критерийлер бойынша жүйенің әр элементіні (агрегатының) құрылуы мүмкін модельдерін эксперттік бағалау және бағалау нәтижелерінің қосындысы бойынша әр агрегатқа құрылуы тиімді модельдің түрін анықтау;

3.1 Егер жүйенің жеке агрегатының жұмысын сипаттайтын теориялық мағлұматтар жеткілікті болса және басқа салыстыру критерийлерінің қосындысы бойынша детерминді модель тиімді болса, ол агрегаттың детерминді моделін дәстүрлі аналитикалық тәсілдер арқылы құру;

3.2 Егер ХТЖ-нің жеке элементтері жұмысын сипаттайтын статистикалық мәліметтер жеткілікті болса немесе оларды жинау тиімді болса, сондай-ақ басқа салыстыру критерийлерінің қосындысы бойынша статистикалық модель тиімді болса, ол элементтің статистикалық моделі эксперименталды-статистикалық тәсілдер көмегімен құрылады;

3.3 Егер жүйенің жеке агрегатының жұмысын сипаттайтын теориялық, статистикалық мәліметтер жеткіліксіз болса, оларды жинау тиімсіз болса, ал агрегат жұмысы мен ондағы процесті сипаттайтын айқын емес ақпарат жинау мүмкіндігі болса, сондай-ақ басқа салыстыру критерийлерінің қосындысы бойынша айқын емес модель тиімді болса, ол агрегаттың айқын емес моделі АЕЖТ тәсілдерін қолдану арқылы құрылады, ол үшін 4 пунктке көшу;

3.4 Егер ХТЖ-нің жеке элементінің жұмысын сипаттайтын теориялық, статистикалық мәліметтер немесе айқын емес эксперттік ақпараттар жеткіліксіз немесе оларды жинау тиімсіз болса, онда жиналған түрлі (теориялық, статистикалық, айқын емес) ақпарат негізінде агрегаттың құрама моделі құрылады. Нақты агрегаттың түрлі параметрлерін сипаттау үшін жиналған ақпараттың сипатына байланысты 3.1, 3.2 немесе 4 пунктке көшу;

4. Модельді құруға қажетті кіріс $\tilde{x}_i \in \tilde{A}_i$, $i = \overline{1, n}$ және шығыс $\tilde{y}_j \in \tilde{B}_j$, $j = \overline{1, m}$ параметрлерін анықтап, таңдау. Бұл параметрлер лингвистикалық айнымалылар болады ($\tilde{A}_i \in X$, $\tilde{B}_j \in Y$ – айқын емес ішкіжиындар, X, Y – әмбебап жиындар). Кіріс параметрлері айқын болуы да мүмкін, яғни $x_i \in X_i$, $i = \overline{1, n}$.

5. Егер $x_i \in X_i$, яғни кешеннің кіріс параметрлері детерминді, яғни айқын болса, онда жиынтық регрессияның айқын емес тендеулерінің құрылымын анықтау $\tilde{y}_j = \tilde{f}_j(x_1, \dots, x_n, \tilde{a}_0, \tilde{a}_1, \dots, \tilde{a}_n)$, $j = \overline{1, m}$ (структуралық идентификация есебін шешу).

6. Эксперттік бағалау тәсілдері негізінде объектіні сипаттайтын ақпарат жинап, айқын емес параметрлердің терм-жиынын $T(\tilde{X}_i, \tilde{Y}_j)$ анықтау.

7. Модель коэффициенттерінің және объектінің айқын емес параметрлерінің тиістілік функциясын $\mu_{A_i}(\tilde{x}_i)$, $\mu_{B_j}(\tilde{y}_j)$ тұрғызу.

8. Егер объектінің кіріс және шығыс параметрлері айқын емес болса, онда \tilde{x}_i және \tilde{y}_j арасындағы байланысты анықтайтын айқын емес бейнелеуді R_{ij} формализациялау, яғни объектінің лингвистикалық моделін тұрғызып, 10-шыпунктке көшу.

9. Егер 5-ші пункттегі шарт орындалса, онда таңдалған \tilde{Y}_j функцияларының коэффициенттерінің $(\tilde{a}_0, \tilde{a}_1, \dots, \tilde{a}_n)$ мәндерін бағалау (параметрлік идентификациялау есебін шешу) 11-ші пунктке көшу.

10. Егер 8-ші пункттегі шарт орындалса, онда композициялық қорытындылау ережесі негізінде объектінің параметрлерінің айқын емес мәндерін анықтап, айқын емес шешімдер жиынынан олардың сан мәндерін таңдау.

11. Модельдің адекваттық шартын тексеру. Егер бұл шарт орындалса, онда модельді технологиялық кешенді зерттеуге және оның оптималды жұмыс режимін табуға ұсыну. Басқа жағдайда адекватты болмауы себебін анықтап, модельді нақтылау үшін алдыңғы пунктерге қайта оралу.

3. Каталитикалық крекинг процесінің моделін құру

Каталитикалық крекинг қондырғысында температура крекинг нәтижесін анықтайтын негізгі факторларының бірі болып табылады. Крекинг процесінің оптималды температурасын анықтау үшін жоғарыда ұсынылған технологиялық кешендердің модельдерін түрлі ақпараттар негізінде құру тәсілінің негізінде, риформинг реакторының температурасының катализат шығысына және катализатор тұрақтылығына әсерін сипаттайтын лингвистикалық модельдер тұрғызылды. Бұл модель:

- Егер T_R орташа болса, онда y_1 орташа, y_2 нормада;
- Егер T_R жоғары болса, онда y_1 орташадан жоғары, y_2 нормадан жоғары;
- Егер T_R өте жоғары болса, онда y_1 орташадан төмен, y_2 нормадан төмен» лингвистикалық байланысын сипаттайды, мұнда T_R – реактордағы температура, y_1 – реактор шығысындағы катализат көлемі, y_2 – катализатордың тұрақтылығы.

Эксперттік бағалау нәтижелерінде және жұмысында ұсынылған аналитикалық байланысты қолдана отырып, айқын емес жиындарды сипаттайтын тиістілік функциялары анықталды:

- $\mu_A(T) = \exp(|(T-485)^{0.5}|)$ – реактордағы температура төмен;
- $\mu_A(T) = \exp(|T-495|^{0.5})$ – реактордағы температура орташа;
- $\mu_A(T) = \exp(|T-520|^{0.6})$ – реактордағы температура жоғары;
- $\mu_A(T) = \exp(|T-545|^{0.7})$ – реактордағы температура өте жоғары;
- $\mu_B(y_1) = \exp(|y_1-65|^{0.4})$ – катализаттың шығысы төмен;
- $\mu_B(y_1) = \exp(|y_1-70|^{0.6})$ – катализаттың шығысы орташа;
- $\mu_B(y_1) = \exp(|y_1-75|^{0.7})$ – катализаттың шығысы орташадан жоғары;
- $\mu_B(y_1) = \exp(|y_1-67|^{0.5})$ – катализаттың шығысы орташадан төмен;
- $\mu_B(y_2) = \exp(|y_2-70|^{0.3})$ – катализатордың тұрақтылығы нормадан төмен;
- $\mu_B(y_2) = \exp(|y_2-90|^{0.5})$ – катализатордың тұрақтылығы нормада;
- $\mu_B(y_2) = \exp(|y_2-95|^{0.7})$ – катализатордың тұрақтылығы нормадан жоғары;

Жоғарыда келтірілген лингвистикалық модельдің мазмұны мен құрылымын біздің жағдайға қолдана отырып ұсынылған тәсіл бойынша келесі лингвистикалық модель алынды:

$$\begin{aligned}
 & \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(mn), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(mn), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(nt), \\
 & \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(op), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(op), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(np), \\
 & \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(жз), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(ож), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(нж), \\
 & \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(ож), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(от), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(нт),
 \end{aligned} \tag{1}$$

мұнда $mn, nt, op, np, жз, ож, нж, ож, от$ – рет бойынша, «төмен», «нормадан төмен», «орташа», «норма», «жоғары», «орташадан жоғары», «нормадан жоғары», «өте жоғары», «орташадан төмен» түсініктерін сипаттайтын айқын емес айнымалылар; $\tilde{x}, \tilde{y}_1, \tilde{y}_2$ – рет бойынша, реактордың температурасын, шығыстағы катализат көлемін және катализатор тұрақтылығын сипаттайтын кіріс және шығыс лингвистикалық айнымалылар; $\tilde{A}, \tilde{B}_j; \tilde{x}, \tilde{y}_j, j=1,2$ – кіріс, шығыс параметрлерін сипаттайтын айқын емес жиындар.

Лингвистикалық \tilde{x}_i және \tilde{y}_j шамалар арасындағы байланысты сипаттайтын айқын емес R_{ij} бейнелеуді формализацияланған.

Жоғарыда қолданылған методика бойынша шикізатты беру жылдамдығының риформинг блогының мақсатты өнімі – катализаттың көлемі мен сапасына (октандық санына) әсерін «*шикізатты беру жылдамдығы артқан сайын, катализаттың октандық саны төмендейді, ал көлемі артады*» логикалық қорытындысын сипаттайтын лингвистикалық модельді құрамыз:

$$\begin{aligned} \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(mn), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(\text{жсг}), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(mn), \\ \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(op), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(op), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(op), \\ \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(\text{жсг}), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(mn), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(\text{жсг}) \end{aligned} \quad (2)$$

мұнда *mn, жсг, op* – рет бойынша: «*төмен*», «*жоғары*», «*орташа*» түсініктерін сипаттайтын айқын емес айнымалылар; $\tilde{x}, \tilde{y}_1, \tilde{y}_2$ – рет бойынша: *шикізатты беру жылдамдығы, катализаттың октандық саны және көлемі* кіріс-шығыс лингвистикалық айнымалылары.

Зерттеу және эксперттік бағалау нәтижелерін өңдеу нәтижесінде реактордағы қысымның катализат пен СКГ шығысына, температура мен катализатордың қолдану уақытына әсерін бағалайтын лингвистикалық модельдің келесі структурасы алынды:

$$\begin{aligned} \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(mn), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(\text{жсг}), \tilde{y}_3 \in \tilde{B}_3(mn), \tilde{y}_3 \in \tilde{B}_3(mn), \\ \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(np), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(op), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(op), \tilde{y}_3 \in \tilde{B}_3(op), \\ \text{if } \tilde{x} \in \tilde{A}(\text{жсг}), \text{ then } \tilde{y}_1 \in \tilde{B}_1(mn), \tilde{y}_2 \in \tilde{B}_2(\text{жсг}), \tilde{y}_3 \in \tilde{B}_3(oж). \end{aligned} \quad (3)$$

мұнда *mn, жсг, np, op, oж* – рет бойынша: «*төмен*», «*жоғары*», «*норма*», «*орташа*», «*орташадан жоғары*» түсініктерін сипаттайтын айқын емес айнымалылар; $\tilde{x}, \tilde{y}_1, \tilde{y}_2, \tilde{y}_3$ – лингвистикалық кіріс және шығыс айнымалылары, рет бойынша: қысым (\tilde{x}), катализат (\tilde{y}_1) пен сутек (\tilde{y}_2) көлемі және катализат сапасы (\tilde{y}_3), $\tilde{A}, \tilde{B}_j, \tilde{x}, \tilde{y}_j, j = \overline{1,3}$ лингвистикалық айнымалыларын сипаттайтын айқын емес жиындар.

4. Қорытынды. Айқын емес логика әдістеріне негізделе отырып қажетті ақпараттар арқылы каталитикалық крекинг қондырғысының математикалық модельдерін қарастырылды. Келтірілген каталитикалық риформинг қондырғысының негізгі агрегаттарының модельдері көмегімен кіріс параметрлерінің шығыс параметрлеріне, яғни өнімнің көлемі мен сапа көрсеткіштеріне әсерін модельдеу арқылы мақсатты өнімнің (жоғары сапалы бензин компоненттерінің) көлемі мен сапасын арттыратын режимді анықтауға болады. Яғни, қондырғының экономикалық көрсеткіштерін жақсартуға болады.

Пайдаланылған әдебиеттер

1. Алиев Р.А., Церковный А.Э., Мамедова Г.А. Управление производством при нечеткой исходной информации. М.: Энергоатомиздат, 1991, 357 с.
2. Оразбаев Б.Б. Методы моделирования и принятия решений для управления производством в нечеткой среде. ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, -Астана: 2016, - С. 398 с.
3. Кузьмин В.Б. , Травкин С.И. Теория нечетких множеств в задачах управления и принципах устройства нечетких процессоров. Обзор зарубежной литературы // Автоматика и телемеханика. 1992. № 11. - С. 3–36.

4. Надиров Н.К., Оразбаева К.Н., Сармурзина Р.Г. Мұнай өңдеу, мұнай химиясы технологиялық кешендерінің математикалық модельдерін ақпараттың жетіспеушілігі және айқын еместігі жағдайында құру тәсілін жасақтау// Доклады НАН РК, Серия физико-математическая. 2010. -№2, –С.77-81.

5. Серіков Т.П., Ахметов С.А. Мұнай мен газды терең өңдеу технологиясы. АТМГИ. -Алматы: 2005. -349 с.

6. Aparna Nair, Rajashree Daryapurkar. Analysis of fluidized catalytic cracking process using fuzzylogic system. 2016 International Conference on Advances in Computing, Communications and Informatics (ICACCI). DOI: [10.1109/ICACCI.2016.7732326](https://doi.org/10.1109/ICACCI.2016.7732326).

7. Вялых И.А., Шумихин А.Г. Нечеткое управление реакторным блоком установки каталитического крекинга. Автоматизация в промышленности. 2010. - С. 53–58.

8. Солодова Н. Л., Терентьева Н. А. Современное состояние и тенденции развития каталитического крекинга нефтяного сырья. –Казань: Химическая технология. Химическая промышленность. 2015. – С. 141-147.

9. Серебрянский А.Я. Управление установками каталитического крекинга. -Москва, 1983, – С. 191.

10. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации. -М.: 1981. – С. 206.

11. Борисов А.И., Алексеев А.З., Меркурьева Г.В., Глядзь Н.И., Глушков В.И. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений. -М.: Радио и связь, 1989. – С. 304.

ӘОЖ 001.895:552.578.2 (574)

ГУМИНДІ ЗАТТАРДЫҢ ҚЫШҚЫЛДЫҚ-НЕГІЗГІ ҚАСИЕТТЕРІН ЗЕРТТЕУ

Г.А. Оразова, М.К. Арыстанова

«С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ
oga_62@mail.ru, madina97_04@mail.ru

Мақалада гумин қышқылдарының қышқылдық-негізгі қасиеттері қарастырылады. Гомогенді титрлеу кезінде (натрий гуматы ерітіндісі + HCl ерітіндісі) және ерітіндідегі гуминді заттың төмен концентрациясы кезінде Потенциометриялық әдіспен анықталуы мүмкін гуминді қышқылдардағы қол жетімді функционалдық топтардың (COOH және ол) саны көп екендігі көрсетілген.

Түйін сөздер: гумин қышқылдары, потенциометриялық титрлеу әдісі, ерітінді.

В статье рассматриваются кислотно-основные свойства гуминовых кислот. Показано, что количество доступных функциональных групп (COOH и OH) в гуминовых кислотах, которые могут быть определены потенциометрическим методом, больше при гомогенном титровании (раствор гумата натрия + раствор HCl) и при низких концентрациях гуминового вещества в растворе.

Ключевые слова: гуминовые кислоты, метод потенциометрического титрования, раствор.

The article deals with the acid-base properties of humic acids. It is shown that the number of available functional groups (soon and OH) in humic acids, which can be determined by potentiometric method, is greater with homogeneous titration (sodium HUMATE solution + HCl solution) and at low concentrations of humic substance in the solution.

Key words: Humic acids, potentiometric titration method, solution.

Жұмыстың мақсаты - гумин қышқылдарының қышқылдық-негізгі қасиеттерін зерттеу. Гумин қышқылдарының макромолекул құрылымындағы функционалдық топтардың саны (ГК)-бұл олардың реакциялық және физикалық-химиялық қасиеттерін

анықтайтын маңызды сипаттама. ГК — Потенциометриялық титрлеуде қышқыл топтарын анықтаудың ең көп таралған тәсілі. Бір жағдайда ГК қатты үлгісінің Сулы суспензиясына белгілі бір концентрациядағы сілті (NaOH) ерітіндісі қосылады [1,2]. Басқа жұмыстарда қышқыл топтардың саны ерітіндіге берілген концентрациядағы натрий гуматы ерітіндісін (НС1) қосумен анықталады. Көбінесе эквиваленттік нүктесін рН тіркелген мәніне дейін титрлеу арқылы анықтайды.

Әдетте рН 7.0 карбоксильді топтардың титрлеуінің аяқталуы болып саналады, ал рН 10.0-10.5 — барлық қышқыл топтардың титрлеуінің аяқталуы болып саналады. Түрлі табиғи көздерден алынған гумин қышқылдары элементтік құрамы, функционалдық ионогенді топтардың саны, молекулалардың конденсациялану дәрежесі, гидрофобты және гидрофильді фрагменттердің арақатынасы, молекулалық масса және т.б. бойынша айтарлықтай ерекшеленеді. Әр түрлі көздерден ГК молекулалық құрылымдары бір-бірінен осы көздердің құрылымы мен құрылымы айырмашылығы бар.

1-кестеде қоңыр көмірден жасалған ГК үлгілерінің элементтік құрамы (осы жұмыстың деректері бойынша) және әртүрлі текті ГК орташа элементтік құрамы (жұмыс мәліметтері [3,4] бойынша ГК 650 препаратының талдауын статистикалық өңдеу нәтижесі болып табылады) келтірілген. Кестеге көмірден жасалған гумин қышқылдары құрамы жағынан шымтезек пен топырақтың гумин қышқылдарына жақын.

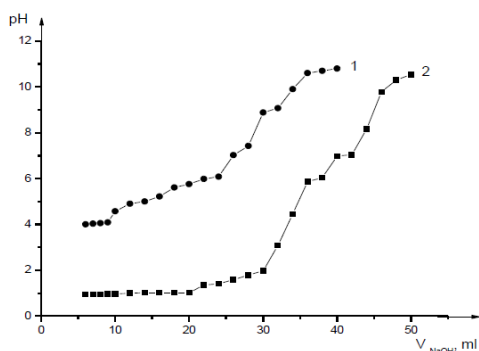
1-кесте-осы жұмыстың нәтижелері бойынша және [3,4] деректері бойынша әртүрлі текті гумин қышқылдарының элементтік құрамы

Препарат	Элементтердің мазмұны, %					Атомдық қатынастар	
	С	Н	О	N	S	O/C	H/C
ГК қоңыр көмір	75,00	5,2	15,4	0,7	0,1	0,49	1,05
ГК топырақ	55,4	4,8	36,0	3,6	0,8	0,50	1,04
ГК торф	57,1	5,0	35,2	2,8	0,4	0,47	1,04
ГК су	51,2	4,7	40,4	2,6	1,1	0,60	1,121
ГК теңіз түбіндегі шөгінділер	56,3	5,8	31,7	3,8	3,1	0,45	1,23

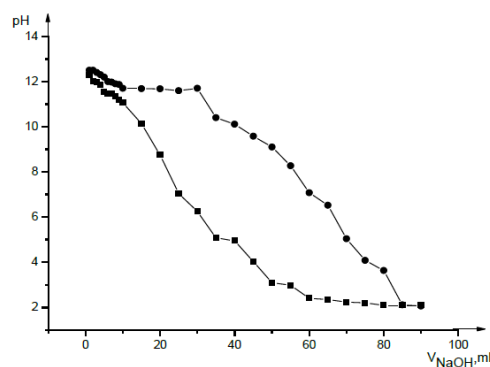
H/C және O/C атомдық арақатынасы ГК құрылымындағы қанықпаған фрагменттер мен құрамында оттегі бар функционалдық топтардың құрамын бағалауға мүмкіндік береді. Егер бұл қатынас $1.0 < H/C < 1.4$ диапазонында болса, онда ГК құрылымы алифаттық сипатта болады [3]. Осы Ережеге сәйкес осы жұмыста зерттелетін ГК үлгілерінің құрылымында конденсирленген хош иісті ядролар да, сызықтық құрылысы бар фрагменттер де болуы тиіс.

1 және 2-суретте гумин қышқылының потенциометрлік титрлеу қисықтары (ГК) және гумин затының екі концентрациясы үшін натрий гуматы (ГН) келтірілген.

Әдетте гумин қышқылын NaOH ерітіндісімен титрлеу кезінде рН 7,0-ге жету барлық карбоксильді топтардың титрлеу аяқталуымен, рН 10,5 - қышқылды топтардың [86-88], бұл мөлшері 0,1 н, НС1, ол натрий гуматы ерітіндісін рН 10,5 (V*) дейін титрлеуге жұмсалатын болады, артық сілтінің (NaOH) оттектенуіне сәйкес келеді. Осы екі әдістермен анықталған эквиваленттілік нүктелері, V) және V2 сәйкес келеді; V3-NaOH (ГВ-сыз) титрлеу қисықтарындағы эквиваленттілік нүктесі); (V) - V*) барлық ArONa - топтарды АЮНГА айналдыру үшін қажетті қышқыл көлеміне сәйкес келеді, а (V3 - V)) соопа топтарды соонға айналдыру үшін қажетті қышқыл көлеміне сәйкес келеді.



1 сурет-NaOH ерітіндісімен гумин қышқылының потенциометриялық титрлеу қисықтары. Гк, мас.% : (1) - 1.5; (2) - 0,04.



2 сурет-HCl ерітіндісімен натрий гуматының потенциометрлік титрлеу қисықтары. СГн, мас. %: (1) - 1.5; (2) - 0,04

Гумин қышқылының макромолекуласында қол жетімді, депротонирленген функционалдық топтардың концентрациясын есептеу үшін ерітіндідегі зарядтардың теңгерімі әдісі белгілі [5].

$$[Q^-] = \frac{1}{C_{ГВ}} \left(C_{NaOH} - C_{HCl} + \frac{10^{-pH}}{\gamma^{-H^+}} - \frac{10^{pH-pKv}}{\gamma^{OH^-}} \right) \quad (1)$$

мұнда $C_{ГВ}$, C_{NaOH} және C_{HCl} - ерітіндідегі гуминді заттың концентрациясы (г/л), NaOH және HCl (моль/л); γ_{H^+} және γ_{OH^-} - иондарының H^+ және OH^- белсенділігінің коэффициенттері - тиісінше; K_v -судың диссоциациясы константі.

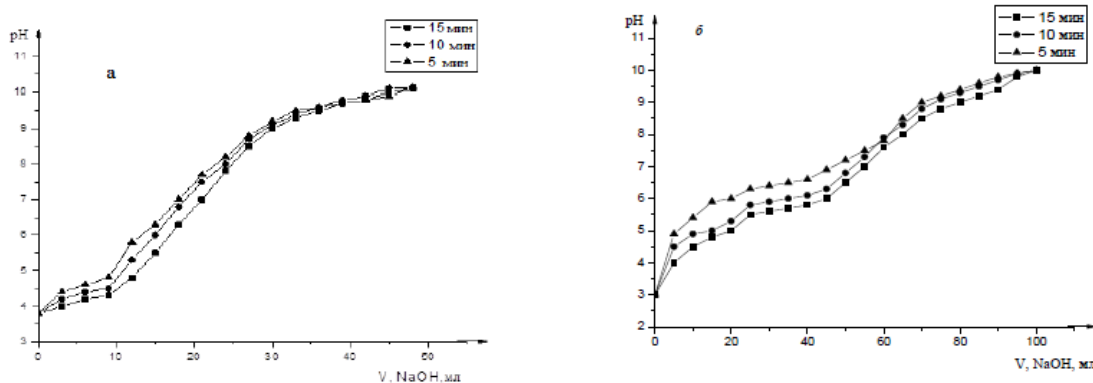
Карбоксильді топтар мен фенолды гидроксилдердің гумин қышқылындағы мөлшері жүйедегі гумин затының концентрациясына байланысты (1) формула бойынша есептеледі. Нәтижелер 2-кестеде көрсетілген, онда макромолекулалардағы функционалдық топтардың Потенциометриялық титрлеуін анықтау үшін қол жетімді белсенді саны титрлеу тәсіліне және ерітіндідегі ГВ концентрациясына байланысты. Натрий гуматын HCl ерітіндісімен титрлеу кезінде және гумин затының төмен концентрациясы кезінде анықталатын COOH - и (COOH+OH) - топтардың саны гумин қышқылын NaOH ерітіндісімен титрлеу кезіндегі мөлшерден жоғары.

2-кесте - Қоңыр көмірден жасалған гумин қышқылдарының функционалдық құрамы

Препараттың ерітіндідегі концентрациясы мас. %	Функционалдық топтар саны, мг-экв/г					
	Титрлеу әдісі					
	Натрий гумины + HCl			Гумин қышқылы + NaOH		
	COOH	OH	COOH+OH	COOH	OH	COOH+OH
0,04	13,0	4,62	17,62	8,6	5,9	14,5
0,12	11,94	4,72	25,66	5,04	5,76	10,8
0,2	6,6	4,6	11,2	4,84	4,2	9,04
1,5	4,76	2,58	7,54	4,4	2,9	7,3
1,66*	-			5,4*	8,8*	14,2*

* Жұмыстан алынған деректер [5]

Екі тәсілмен титрлеу кезінде белсенді топтар санының сәйкес келмеуі NaOH қатты ГВ ерітіндісімен титрлеу жағдайында тепе-тең жағдайға қол жеткізу проблематикасымен байланысты болуы мүмкін. Күріш қалай. 3, титрленетін ерітінділердің араласу уақытына байланысты (t, мин) ортаның рН шамасы өзгереді, бұл ретте қышқыл аймақта айтарлықтай (рН 3,0-ден бейтарап мәндерге дейін).



3-сурет-қышқыл негізді тепе-теңдікті және ГК концентрациясын анықтау уақытына байланысты NaOH ерітіндісімен гумин қышқылының Потенциометриялық титрлеу қисықтары. Уақыты, мин.: 5, 10, 15. ГК, мас концентрациясы. %: а-0.04; б-1.5.

pH 7-9 аймағы-бұл гетерогендікті жеңу аймағы, яғни гумин қышқылының суда ерімейтін қатты күйден суда еритін гумин қышқылының тұзына өтуі. pH сілтілі аймағында титрлеу кезінде жүйенің араласу уақытына байланысты pH шамасының өзгеруі соншалықты маңызды емес. Гомогенді жағдайларда жүзеге асырылатын HCl растоворымен натрий гуматын титрлеу жағдайында араластыру уақыты pH жүйесінің тепе-тең мәніне жеткенде анықтаушы фактор болып табылмайды, сондықтан мұндай әдіс кезінде торлау уақыты ең аз $t=5$ мин болды.

Осы жұмыста $ГК=1,5$ мас концентрациясы кезінде алынған титрленетін $COOH$ -топтардың саны,%, жұмыс нәтижесімен салыстырғанда біршама төмен (2-кесте). ГК үлгілеріндегі $COOH$ -топтардың саны гумин қышқылын NaOH ерітіндісімен Потенциометриялық титрлеу әдісімен, ал жалпы саны ($COOH+OH$)-топтың барит әдісімен анықталды.

Гумин қышқылдары ГК макромолекулаларының көптеген орнын басатын полиоксиполикарбон фрагменттерін қамтитын күрделі түзілімдер болып табылады, әртүрлі құрылымдық жағдайларда болуы мүмкін: созылған тізбектен бастап статистикалық түйнекке дейін, молекулалардан жасалған күрделі агрегаттарға байланысты болуы мүмкін. Осыған байланысты мұндай күрделі табиғи түзілімдердің диссоциациясының көрінетін тұрақтылары жеке төмен молекулалық органикалық қосылыстардың диссоциациясы тұрақтыларынан аз болуы тиіс деп пайымдауға болады, яғни жоғары молекулалық гумин қышқылдары әлсіз қышқылдар болуы тиіс. Бұл жұмыста алынған мәліметтер мен жұмыс нәтижелері [5] осы Ережемен келісіледі.

Барит әдісімен анықталған қышқыл топтардың жалпы саны ерітіндідегі ГК концентрациясына байланысты (2-кесте). Бұл ретте ол Потенциометриялық титрлеу әдісінің көмегімен өлшенгеннен айтарлықтай жоғары. Ацетатты әдіспен анықталған карбоксилді топтардың құрамы Потенциометриялық титрлеу және баритті әдістің нәтижелерімен салыстырғанда айтарлықтай төмен. Барит әдісі гумин қышқылдарының макромолекул құрылымындағы белсенді функционалдық топтардың жалпы санын анықтағанда жоғары нәтижелер беретін себептер барий гуматының ерітіндісін титирлегенде артық $Ba(OH)_2$ атмосфералық көмірқышқыл газымен (CO_2) өзара әрекеттесуі және сол арқылы гумин қышқылдарында функционалдық топтардың ($COOH$ және OH) есептік құрамын арттыруы мүмкін. Сонымен қатар, $Ba(OH)_2$ бөлігі гуминді заттармен кешенді түзілу процестеріне ұшырауы мүмкін.

Осылайша, бұл жұмыста гумин қышқылдарының макромолекулаларында әртүрлі эксперименталды әдістермен $COOH$ - және OH -топтарды анықтау мүмкіндігі талданды. Осы деректердің негізінде HCl ерітіндісімен натрий гуматы ерітіндісінің потенциометрлік титрлеу гумин қышқылдарының қышқылдық-негізгі қасиеттерін зерттеген кезде жақсырақ болады. Бұл, ең алдымен, зерттелетін жүйенің гомогенділігімен байланысты, бұл гуминді

затты титрлеуді оңай, жылдам және сенімді жүргізуге және белгілі математикалық әдістермен олардың макромолекулаларындағы қышқыл топтарының санын есептеуге мүмкіндік береді. Гумин қышқылдарының макромолекулаларында әртүрлі эксперименталды әдістермен COOH - және OH -топтарды анықтау мүмкіндігі талданды. Потенциометриялық титрлеу нәтижелері титрлеу тәсіліне (гомогенді немесе гетерогенді), жүйедегі гуминді заттың концентрациясына және титрленген ерітіндінің рН тепе-тең мәнін белгілеу уақытына байланысты екені анықталды. Гомогенді титрлеу кезінде және ерітіндідегі гуминді заттың төмен концентрациясы кезінде Потенциометриялық әдіспен анықталуы мүмкін гуминді қышқылдардың макромолекулаларындағы қол жетімді функционалдық топтардың (COOH және OH) саны көрсетілген. Барит әдісімен анықталған қышқыл топтардың жалпы саны Потенциометриялық титрлеу әдісінің көмегімен өлшенгеннен жоғары екендігі анықталды. Ацетатты әдіспен анықталған карбоксилді топтардың құрамы Потенциометриялық титрлеу және баритті әдістің нәтижелерімен салыстырғанда айтарлықтай төмен. Гомогенді жүйелердің Потенциометриялық титрленуі (натрий гуматы + HCl) гумин қышқылдарының қышқылдық-негізгі қасиеттерін зерттегенде жақсырақ.

Әдебиеттер тізімі

1. Камнева А.И., Платонов В.В. Теоретические основы химической технологий горючих ископаемых. М.: Химия. 2012. 288 с.
2. Грег С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. М.: Мир, 2014. 306 с.
3. Тайц Е.М., Андреева И.А. Методы анализа и испытания углей. М.: Недра, 2013. 304 с.
4. Rice J. A., MacCarthy P. /Org. Geochem. 1991. V. 17. P. 635.
5. Pertusalli J., Prado A.G.S. // J. Colloid and Interface Sci. 2007. V 314. P. 484.

УДК 547.912

АЛМАЗОПОДОБНЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ В НЕФТИ КАЗАХСТАНА И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

А.Т. Сагинаев¹⁾, Е.Б. Досмурзина²⁾, А.К. Апендина²⁾

¹⁾Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан

²⁾Актюбинский региональный государственный университет, Актобе, Казахстан

¹⁾asaginaev@mail.ru, ²⁾deb_1974@mail.ru, ²⁾k.ajmagul@mail.ru

Для выявления закономерностей распределения адамантаноидов в казахстанских нефтях отобраны газовый конденсат месторождения Толкын, нефти месторождений Чинаревское, Жанажол, Долинное Кариман, Мартыши, смесь Магышлакских нефтей. Генотип нефтей определяли на основании распределения высокомолекулярных полициклических углеводородов-биомаркеров – стеранов и терпанов, а также *n*-алканов и изопренанов. Считалось, что относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых адамантанов и диамантанов подходит для оценки степени зрелости органического вещества. Выяснено, что относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых изомеров далеко не всегда соответствует степени зрелости нефти, определенной по традиционным биомаркерным (стерановым и терпановым) показателям.

Проведены исследования по лабораторному моделированию процессов образования углеводородов алмазоподобного строения путем термических и каталитических

превращений парафино-циклопарафиновых фракций нефтей, выкипающих выше 350 °С. Выход углеводородов ряда адамантана в термических превращениях парафино-циклопарафиновых фракций, выкипающих выше 350 °С, колеблется в диапазоне 0,25-0,32%, а адамантана – 0,07-0,15%. В продуктах каталитических превращений эти величины составляют 0,44-0,53% и 0,12-0,15% соответственно.

Ключевые слова: зрелость нефти, биомаркеры, адамантан, диамантан, термолиз, катализ.

Адамантандар мен диамантандардың түзілу жолдарының бірі жоғары молекулалы қаныққан көмірсутектердің термиялық ыдырауы болып табылады. 350 °С жоғары қайнайтын парафинді-циклопарафинді фракцияның қышқылдық катализі нәтижесінде алмаз типтес көмірсутектер – адамантандар мен диамантандар түзіледі. Жүргізілген зерттеулердің нәтижесінде адамантандар мен диамантандардың полиметил туындылары көп болған сайын, мұнайдың жетілу дәрежесі жоғары болатыны анықталды.

Түйін сөздер: мұнайдың жетілуі, биомаркерлер, адамантан, диамантан, термолиз, катализ.

One of the ways to form adamantanes and diamantanes is thermal decomposition of high molecular weight saturated hydrocarbons contained in paraffin-cycloparaffin fractions boiling above 350 °C. As a result of acid catalysis of paraffin-cycloparaffin fractions boiling above 350 °C, diamond-like hydrocarbons — adamantanes and diamantanes — are again formed. It has been established that, other things being equal, the more polymethyl-substituted adamantanes and diamantanes are in the composition, the higher the degree of maturity of the oil.

Keywords: oil maturity, biomarkers, adamantane, diamantane, thermolysis, catalysis..

Под алмазоподобными углеводородами (адамантаноидами) понимают соединения каркасного строения, к которым относятся адамантаны, диамантаны, триамантаны и др. Структура их молекул напоминает фрагмент кристаллической решетки алмаза, что придает им ряд уникальных свойств, в частности, высокую термическую стабильность и устойчивость к биодegradации. Единственным источником адамантаноидов являются нефть и газоконденсат.

Углеводороды алмазоподобного строения имеют большое значение для решения проблем, связанных с происхождением нефти и поиском нефтяных и газоконденсатных месторождений. Они являются сырьем для получения физиологически активных и лекарственных веществ, так как установлено, что биологической активностью обладает именно адамантановый каркас. Ввиду их высокой термической устойчивости их можно применить для получения термостойких, устойчивых к гидролизу, окислению и фотолитизу полимерных материалов, гидравлических жидкостей, смазочных материалов, антимикробных присадок к смазочным маслам, а также компонентов реактивных топлив. Производные адамантаноидов могут быть молекулярными строительными блоками для создания объектов в нанотехнологиях [1].

Адамантановые и диамантановые показатели особенно ценны при исследовании конденсатов и сильно преобразованных и/или легких или биодegradированных нефтей, где традиционные углеводороды-биомаркеры (*n*-алканы, изопренаны, стераны, терпаны и т.д.) неинформативны или вовсе отсутствуют [2].

Для выявления закономерностей распределения адамантаноидов нами были отобраны газовый конденсат месторождения Толкын, нефти месторождений Чинаревское, Жанажол, Долинное Кариман, Мартыши, смесь Магышлакских нефтей. Генотип нефтей определяли на основании распределения высокомолекулярных полициклических углеводородов-биомаркеров – стеранов и терпанов, а также *n*-алканов и изопренанов.

Известно, что относительные концентрации термодинамически наиболее устойчивых 1-метил-, 1,3-диметил- и 1,3,5-триметиладамантанов в равновесии варьируют в пределах 92-97%. Поэтому именно относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых адамантанов и диамантанов предложено для оценки степени зрелости

органического вещества. Однако, относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых изомеров далеко не всегда соответствует степени зрелости нефти, определенной по традиционным биомаркерным (стерановым и терпановым) показателям. Так, например, смесь Мангышлакских нефтей имеет крайне низкую степень зрелости по стеранам (0,30 и 0,10, $\rho_{20}^4 = 865,0 \text{ кг/м}^3$), относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых 1-метил-, 1,3-диметил- и 1,3,5-триметиладамантанов в ней выше, чем в изученных нефтях, и составляет 64, 36 и 20% соответственно.

Несмотря на то, что относительное содержание 1,3-диметил- и 1,3,5-триметиладамантанов указывает на большую зрелость конденсата месторождения Толкын ($\rho_{20}^4 = 760,0 \text{ кг/м}^3$) по сравнению с другими изученными нефтями (рис. 1), наличие весьма большого количества моретана в конденсате (отношение моретан/гопан составляет 0,51) указывает на его относительно невысокую преобразованность.

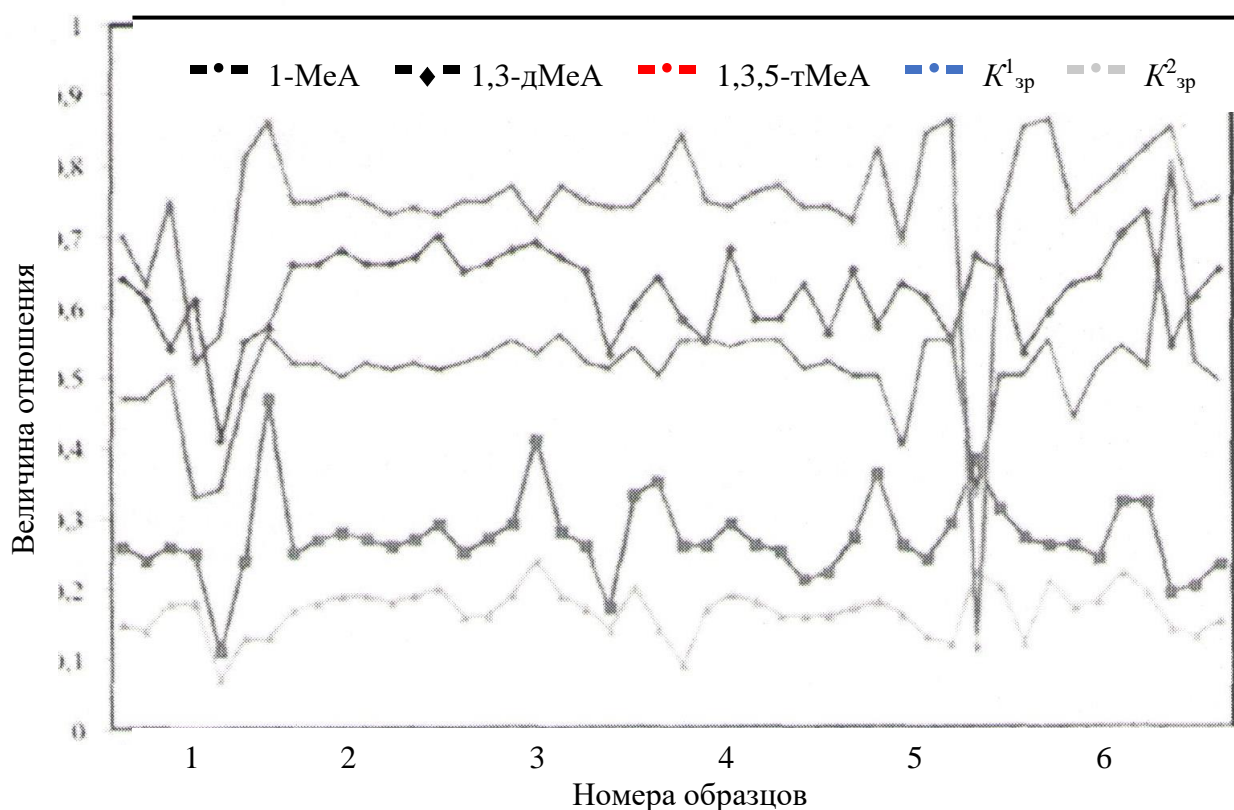


Рис. 1 – Характеристика нефтей по распределению термодинамически наиболее устойчивых адамантанов и степени преобразованности нефти по стераном C_{29}

Коэффициенты преобразованности по стеранам в нефтях Мартыши и Долинное Кариман близки ($\rho_{20}^4 = 839,0$ и $833,6 \text{ кг/м}^3$), что демонстрирует низкую степень зрелости ($K^1_{зр}$ составляет 0,31 и 0,32, а $K^2_{зр} - 0,50$ и $0,53$ соответственно), относительное содержание термодинамически наиболее устойчивых адамантанов в этих нефтях значительно различаются: для 1-метиладамантана 58 и 38%, для 1,3-диметиладамантана 22 и 10% и для 1,3,5-триметиладамантана – 14 и 6% [3].

Аналогичная картина наблюдается и в распределении термодинамически наиболее устойчивых диамтанов: также не наблюдается никакой зависимости между степенью зрелости, определенной по традиционным углеводородам-биомаркерам – стеранам и терпанам и определенной по относительному содержанию термодинамически наиболее устойчивых диамтанов – 4-метилдиамтану и 4,9-диметилдиамтану (рис. 2).

Так, в смеси Мангышлакских нефтей относительное содержание термодинамически наиболее устойчивого 4-метилдиамтанана составляет 58%, а 4,9-диметилдиамтанана – 30%.

Причем эти значения выше, чем в среднем по нефтям – 54 и 22%, соответственно, и противоречат низкой степени зрелости, определенной по стерановым показателям (рис. 2).

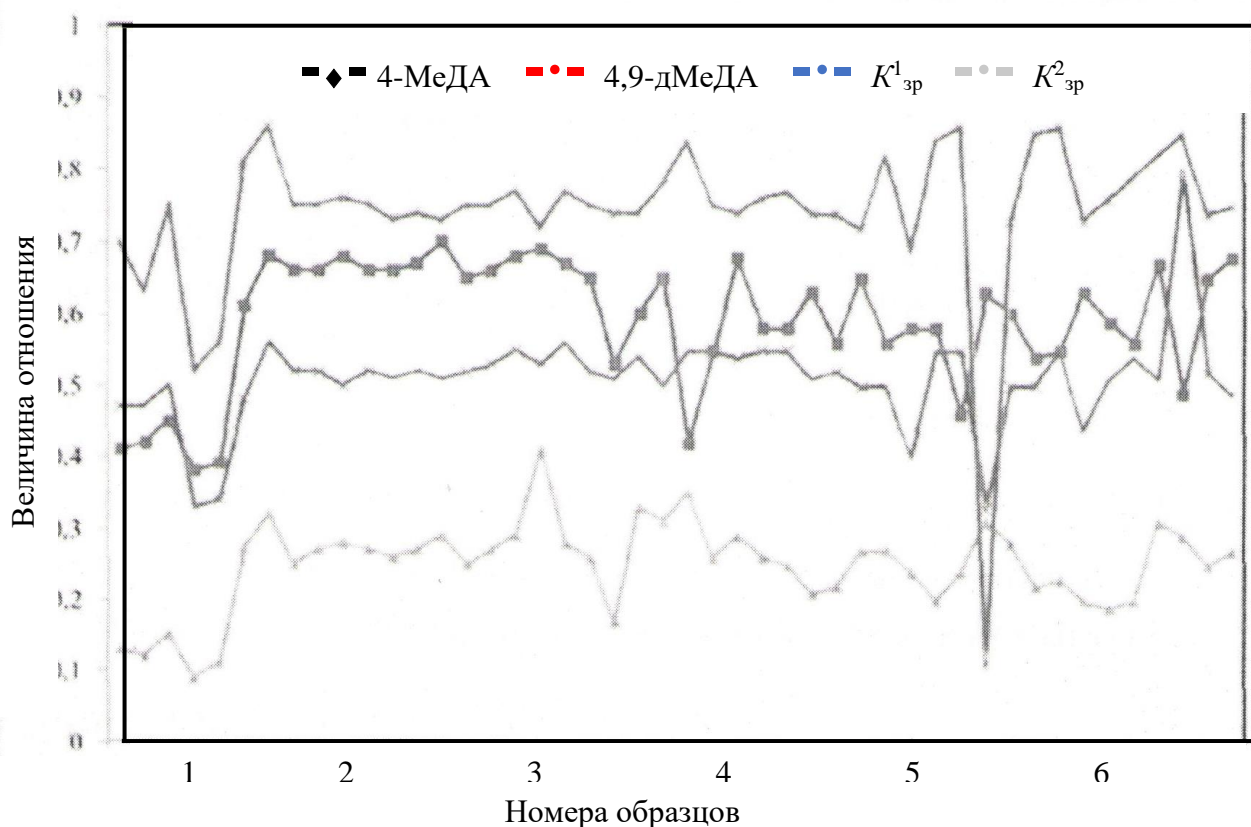


Рис. 2 – Характеристика нефтей по распределению термодинамически наиболее устойчивых диамантанов и степени преобразованности нефти по стераном C_{29}

Относительное содержание 4-метилдиамантана в нефтях Жанажол и Чинаревское составляет 52 и 49%, а 4,9-диметилдиамантана – 13 и 11%, что несколько ниже средних значений для исследованных нефтей. В то же время стерановые показатели зрелости в этих нефтях практически соответствуют равновесным значениям ($K^1_{зр}$ составляет 0,53 и 0,48, а $K^2_{зр}$ – 0,72 и 0,66 соответственно).

До настоящего времени считалось, что адамантаноиды в нефтях образовались путем каталитических перегруппировок и изомеризации полициклических нафтеновых углеводородов. Ранее считалось, что углеводороды каркасного строения присутствуют только в нефтях, генерированных глинистыми толщами, так как, глина может играть роль катализатора. Стало известно, что углеводороды каркасного строения находятся и в нефтях, генерированных карбонатными толщами, которые не обладают каталитической активностью [4-6]. Фактически достоверно известно только об отсутствии углеводородов алмазоподобного строения в биосинтезированном органическом веществе.

Нами проведены исследования по лабораторному моделированию процессов образования углеводородов алмазоподобного строения путем термических и каталитических превращений фракций нефтей, выкипающих выше 350 °С.

В качестве объектов исследования были взяты газовый конденсат месторождения Толкын, нефти месторождений Чинаревское, Жанажол, Долинное Кариман, Мартыши, смесь Магышлакских нефтей.

От исследуемых нефтей, в целях удаления адамантанов C_{10} - C_{13} и диамантанов C_{14} - C_{16} , были отогнаны фракции с температурой кипения ниже 350 °С. Из остатков выделяли

асфальтены и из деасфальтизированных высокомолекулярных фракций выделяли парафино-циклопарафиновую (ПЦП) часть и смолы.

В продуктах термоллиза нефтяных фракций относительное содержание термодинамически наиболее устойчивого 1-метиладамантана выше, чем в нефти. В содержании 1,3-диметил- и 1,3,5-триметиладамантанов такой четкой закономерности не наблюдается. Величины отношения 1-метиладамантана к сумме метиладамантанов в продуктах термического превращения ПЦП-фракций составляют 55-82%, 1,3-диметиладамантана – 17-72%, 1,3,5-триметиладамантана – 9-26%, тогда как в нефтях эти отношения варьируют в пределах 41-73%, 11-38% и 7-22% соответственно [8].

Относительное содержание 4-метилдиамантана в продуктах термоллиза ПЦП-фракций, выкипающих выше 350 °С, ниже чем в нефтях и составляет 20-40%, против 38-68% его относительного содержания в нефти, а 4,9-диметиладамантана – 8-16% против 9-35% в нефти.

Относительное содержание адамантанов C₁₀-C₁₂ в продуктах термоллиза ПЦП-фракций, значительно выше, чем содержание соответствующих диамантанов C₁₄-C₁₆: с увеличением молекулярной массы соответствующих диалкиладамантанов и алкилдиамантанов их отношение увеличивается, например адамантан/диамантан = 5,5, метиладамантан/ метилдиамантан = 7,2 и диметиладамантан/диметилдиамантан = 15,2. Данный факт, видимо, связан с тем, что диамантаны, как более высокомолекулярные соединения, образуются сложнее, чем адамантаны.

ПЦП подвергали каталитическим превращениям в присутствии AlBr₃ и алюмосиликата. Реакцию с AlBr₃ проводили при комнатной температуре, продукты отбирали через 0,5; 3 и 20 часов. Реакцию с алюмосиликатом проводили при 280 °С в течение 2 часов. Алюмосиликат предварительно активировали при температуре 400 °С в течение 5 часов. Из катализаторов выделяли ПЦП-фракция на препаративном хроматографе Waters с рефрактометрическим детектором, препаративная колонка «Energy analizis (NH₂)». Скорость элюента (*n*-гексан) – 3 мл/мин. ПЦП и подвергали термоллизу в запаянных стеклянных ампулах. Термоллиз проводили при 450 °С в течение 5,5 часов. Экстракцию образовавшихся углеводов проводили в ультразвуковой ванне.

В результате каталитических превращений фракций нефтей, выкипающих выше 350 °С в присутствии как AlBr₃, так и алюмосиликата вновь образуются все углеводороды ряда адамантана и диамантана. На начальных стадиях образуются преимущественно термодинамически менее устойчивые изомеры алкиадамантанов и алкилдиамантанов, а в дальнейшем увеличивается доля термодинамически наиболее устойчивых изомеров. С увеличением конверсии содержание адамантанов C₁₀-C₁₃ и диамантанов C₁₄-C₁₆ повышается. Одновременно увеличивается относительная концентрация полиметилзамещенных адамантанов и диамантанов. Например, относительное содержание алкиладамантанов C₁₃ в катализатах ПЦП-фракций нефти месторождения Долинное Кариман составляет 35% через 0,5 часа, 52% – через 3 часа и 64% – через 20 часов. Относительное содержание диамантанов C₁₆ увеличивается с 32% через 0,5 часа до 54% – через 3 часа и до 74% – через 20 часов.

Выход углеводов ряда адамантана в термических превращениях ПЦП-фракций, выкипающих выше 350 °С, колеблется в диапазоне 0,25-0,32%, а диамантана – 0,07-0,15%. В продуктах каталитических превращений эти величины составляют 0,44-0,53% и 0,12-0,15% соответственно.

ПЦП-фракции выше 350 °С, а также продукты их катализа подвергли хромато-масс-спектрометрическому (ГХ-МС) анализу на приборе Saturn 2100. ГХ-МС исследование проводили с использованием компьютерной обработки данных в режиме SIM с записью ионов *m/z* 71 для алканов, *m/z* 136, 135, 149, 163, 177 для адамантанов, *m/z* 188, 187, 201 для

диамантанов. Разделение углеводов проводили на капиллярной колонке HP-1 с силиконовой фазой типа OV-101. Хроматографирование осуществляли в режиме линейного

программирования температуры от 70 до 290 °С со скоростью подъема температуры 4°/мин. Газ-носитель – гелий. Энергия ионизации – 70 эВ. Идентификацию углеводородов проводили с использованием эталонных соединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Одним из путей образования адамантанов и диамантанов является термический распад высокомолекулярных насыщенных углеводородов, содержащихся в ПЦП-фракциях, выкипающих выше 350 °С.
2. В результате кислотного катализа ПЦП-фракций, выкипающих выше 350 °С вновь образуются алмазоподобные углеводороды – адамантаны и диамантаны.
3. Установлено, что при прочих равных условиях, чем больше в составе нефти полиметилзамещенных адамантанов и диамантанов, тем выше ее степень зрелости.
4. С увеличением степени катализа увеличиваются относительные концентрации термодинамически наиболее устойчивых изомеров адамантана и диамантана.

Литература

1. Багрий Е.И. Адамантаны. М.: Наука, 1989. 264 с.
2. Гируц М.В., Строева А.Р., Гаджиев Г.А. и др. Адамантаны C₁₁-C₁₃ в биодegradированных и небиодegradированных конденсатах // Нефтехимия. 2014. Т. 54. № 1. С. 12-16.
3. Сагинаев А.Т. Исследование углеводородов ряда адамантана в составе казахстанской нефти // Нефть и газ, 2005, № 5, с. 75-82.
4. Гордадзе Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с.
5. Сагинаев А.Т., Досмурзина Е.Б. О возможных путях генезиса адамантановых структур при нефте- и углеобразовании // Нефть и газ. 2004, № 1, с. 74-83.
6. Сагинаев А.Т. Алкил-и алкениладамантаны: синтез, свойства и применение. Алматы: Эвера, 2007. 193 с.
7. Строева А.Р., Грицук М.В., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н. Моделирование процессов образования нефтяных углеводородов-биомаркеров путем термолиза и термокатализа биомассы бактерий // Нефтехимия. 2014. Т. 54. № 5. С. 352-359.
8. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.

ОСНОВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

А.Е. Воробьев¹, Махамат Тахир Мусса Махамат²

¹Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Казахстан

²Национальный университет республики Чад

В настоящее время наибольшее количество аварий нефтепроводов происходит из-за внутренней коррозии (в частности, на Самотлорском месторождении произошло более 1000 отказов за 1 год).

К основным факторам, обуславливающим внутреннюю коррозию нефтепроводов, относятся:

- а) высокая обводненность нефти;
- б) наличие газа и растворенной углекислоты в водной фазе;
- в) наличие значительного количества взвешенных частиц (так называемых «механических примесей», состоящих из песка и осыпавшихся с поверхности трубы продуктов коррозии);

г) осадки солей железа и кальция на внутренней поверхности нефтепроводов;

д) наличие сероводорода, являющегося продуктом жизнедеятельности бактерий и микроорганизмов, количество которых в последнее время резко увеличивается. В частности было установлено, что около 50 % всех потерь от коррозии нефтепроводов происходит за счет их биокоррозии.

Кроме этого анализ условий эксплуатации показал, что в конце XX века резко изменились гидравлические режимы работы нефтепроводов: уменьшились средние скорости движения газожидкостных смесей, а также снизились расходные объемы газосодержания.

Расчеты показывают, что при скоростях газожидкостной смеси и объемных газосодержаниях, характерных, например, для нефтепроводов ССННГДУ «Белозернефть», режим течения в конце 80-х годов XX в. был дисперсионным, т.е. таким, когда газожидкостная смесь движется в форме гомогенного потока и при обводненности более 50 % обычно образует эмульсию типа «нефть в воде».

К тому же в тот период нефтепроводы были загружены, в среднем, на 70 % от возможных максимальных расчетных значений. Это привело к тому, что во многих нефтепроводах режим течения стал пробковым по всей их длине, а чаще - расслоенным, когда по нижней образующей трубы транспортируется жидкость повышенной коррозионной активности, над ней нефть и в верхней части трубы - газ.

При этом по нижней образующей трубы перемещается значительное количество механических примесей. При пробковом режиме течения газожидкостной смеси происходит чередование жидкости и газа, который движется в виде «пробок» в жидкости.

При этом в момент прохождения «пробки» газа по отдельному участку нефтепровода на нем возникает сильная вибрация. Периодичность прохождения газовых пробок может быть от 1-2 в час до 15-25 в минуту.

Изменение гидравлических режимов работы нефтесборных коллекторов привело к тому, что большая часть нефтепроводов стала испытывать не только статические (давление газожидкостной смеси) и малоцикловые (связанные с периодическими изменениями загрузки нефтепроводов), но и циклические нагрузки.

Одновременное воздействие агрессивной коррозионной среды и циклических напряжений на металл нефтепроводов приводит к коррозионной усталости металла, характеризующейся локализацией коррозионных процессов в вершинах коррозионно-механических трещин.

При циклическом нагружении металла упругопластические деформации, локализованные в концентраторе напряжений, приводят к интенсивной локальной коррозии (механо-химическая коррозия) и развитию коррозионно-усталостной трещины.

По данным химического, локального микрорентгеноспектрального и фазового микрорентгеноструктурного анализов было выявлено 2 типа продуктов коррозии, отличающихся по фазовому составу, структуре и степени их адгезии с поверхностью металла трубы нефтепроводов.

К первому типу относятся продукты коррозии, сформировавшиеся в средах с пониженным содержанием ионов кальция (менее 300 мг/л). Это плотные, хорошо «сцепленные» с металлом слои, которые до определенного времени хорошо защищают внутреннюю поверхность металла трубы от контакта с коррозионной средой. В этом случае продукты коррозии состоят из чередующихся слоев фаз оксидов Fe_3O_4 , карбонатов $CaCO_3$ и их сочетания. На поверхности продуктов коррозии наблюдается выделение слоя макиновита FeS .

При повышенной концентрации кальция (более 1000 мг/л) формируется второй тип продуктов коррозии, где наружный слой также представлен сульфидами FeS .

Под ним находится слой, состоящий из оксидов и осадков $CaCO_3$. Слой, контактирующий с поверхностью металла, представлен оксидами Fe_3O_4 , а карбонатов железа $FeCO_3$ практически не наблюдается.

Характерным свойством таких продуктов коррозии является слабая адгезия с поверхностью металла труб, а также повышенная пористость и рыхлость. В результате продукты коррозии легко отслаиваются от поверхности металла. При этом обнажаются участки железа, возникают гальванопары «сталь - продукты коррозии» и, соответственно, возникает язвенная коррозия.

Наличие в продуктах коррозии рыхлого слоя карбонатов кальция (являющихся осадками) приводит к отслаиванию последних от поверхности металла, образованию в теле труб язв. Это связано с тем, что параметры кристаллической решетки карбонатов кальция и их удельный объем отличаются от остальных фаз, входящих в состав продуктов коррозии.

Результатом взаимодействия с сероводородсодержащей средой и образования сульфидов железа является атомарный водород, который проникает через слои продуктов коррозии в металл трубы нефтепроводов.

Между образовавшейся свежей металлической поверхностью по нижней образующей трубы и остальной поверхностью, покрытой продуктами коррозии, начинается электрохимическая коррозия, в результате которой будет происходить утонение толщины стенки по нижней образующей трубы. Этот процесс может интенсифицироваться за счет механического срезания металла трубы в области канавки частицами примесей в виде песка и осыпавшихся продуктов коррозии.

Интенсивность коррозионного повреждения металла труб зависит от химического состава транспортируемой среды. Если поверхность трубы покрыта плотными продуктами коррозии, имеющими хорошую адгезионную связь с поверхностью трубы и играющими, по существу, роль покрытия, коррозионное повреждение металла трубы смещается в сторону увеличения времени эксплуатации.

Однако наводороживание и сопутствующее ему отслоение прокатной окалины при этом будут продолжаться. В результате электрохимической коррозии в нижней части трубы образуется канавка, глубина которой будет увеличиваться, что, в конечном итоге, и приведет к механическому разрушению металла вдоль канавки из-за превышения действующих нагрузок предела прочности металла. Разрушение при этом обычно происходит срезом.

Если поверхность трубы в процессе взаимодействия с коррозионной средой покрывается продуктами коррозии 2-го типа, то периодически на поверхности образовавшейся канавки будут возникать участки, покрытые продуктами коррозии, и открытые участки стали, образовавшиеся из-за отслаивания продуктов коррозии. При этом будут возникать гальванопары «сталь (анод) - продукты коррозии (катод)» и возникать язвенная коррозия.

Литература

1. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат. Разработка технико-технологических мероприятий для предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. М., Издательство Икар. 2012. 328 с.
2. Воробьев А.Е., Плющиков В.Г., Махамат Тахир Мусса. Научные основы предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах республики Чад. М., РУДН. 2013. 185 с.
3. Воробьев А.Е., Махамат Тахир Мусса Махамат, Воробьев К.А. Основы предотвращения чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах Республики Чад // Вестник Евразийской науки №1 (январь — февраль), Том 10 — Науки о Земле. 2018. (Идентификационный номер статьи в журнале: 23NZVN118)

УДК 665.777.4

ПРИМЕНЕНИЕ НЕФТЯНОГО КОКСА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

А.С. Калауова, Б.К. Куспанова, Э.Б. Жунусова

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

В данной статье представлены показатели качества, физико-химические и физико-механические свойства нефтяного кокса. Описаны в общем виде стадии облагораживания. Рассматривается зависимость области применения нефтяного кокса от его свойств.

Ключевые слова: нефтяной кокс, применение, свойства, прокаливание, показатели качества, металлургия, химия.

Бұл мақалада мұнай коксінің физикалық-химиялық және физикалық-механикалық қасиеттері, сапа көрсеткіштері берілген. Жақсарту сатысының жалпы түрінде сипатталған. Мұнай коксын қолдану аймағының оның қасиеттеріне тәуелділігі қарастырылады.

Түйінді сөздер: Мұнай кокс, қолдану, қасиеттері, қыздыру, сапа көрсеткіштері, металлургия, химия.

This article presents the quality indicators, physico-chemical and physico-mechanical properties of petroleum coke. Described in General stages of gentrification. The dependence of the field of application of petroleum coke on its properties is considered.

Keywords: petroleum coke, application, properties, calcination, quality indicators, metallurgy, chemistry.

В настоящее время развитие нефтепереработки обусловлено ростом спроса на моторные топлива и продукты нефтехимии и одновременным снижением потребления продукции нефтепереработки в энергетическом и промышленном секторах экономики [1, 2].

Подавляющая часть предприятий нефтеперерабатывающей отрасли в странах СНГ отличается низкой долей мощностей вторичной переработки нефти [3-4].

На фоне большинства вторичных процессов, термические процессы, в том числе замедленное коксование, характеризуется наибольшей универсальностью и экономичностью [5].

Целесообразность внедрения процесса коксования на НПЗ определяется возможностью использования широкого спектра тяжелого нефтяного и каменноугольного сырья (гудроны, остатки термического крекинга, тяжелые газойли вторичных процессов и отходы от производства масел, тяжелая смола пиролиза, пеки), при сравнительно невысоких капитальных и эксплуатационных затратах. [1, 2].

Нефтяной кокс - высококачественный углеродистый материал, является основным сырьем для производства анодов алюминиевых электролизеров.

Качество кокса во многом определяет технологию, экологию и экономику производства алюминия.

Главными показателями качества нефтяного кокса являются содержание серы, золы, влаги, выход летучих веществ, гранулометрический состав, механическая прочность [6].

Нефтяной кокс должен обладать сочетанием физико-химических и физико-механических свойств, благодаря которым он получает широкое применение во многих отраслях промышленности.

К таким свойствам можно отнести термическая и химическая стойкость в агрессивных средах, сравнительно низкий коэффициент линейного расширения, достаточно высокая механическая прочность, высокая теплопроводность и электрическая проводимость, удовлетворительные упругопластические характеристики и др.

Для приобретения этих свойств кокс должен пройти термическую обработку при температурах не ниже 650 - 750 °С, а некоторые свойства достигаются только после графитирования кокса при температурах 2600 - 3000 °С.

Нефтяной кокс применяется для производства ферросплавов. С помощью ферросплавов в стали вводят легирующие элементы - марганец, хром, никель, молибден, титан и другие.

Широко используют нефтяной кокс при производстве карбидов (например, кальция, кремния, бора и др.) и абразивных материалов.

Определенные марки кокса используют при производстве особо ответственных изделий - ядерные графиты, аэрокосмические компоненты.

Нефтяной кокс используется для изготовления анодов, графитированных электродов и других токопроводящих изделий.

Оптимальное сырье для приготовления ряда графитов является кубовый пиролизный кокс. В нем сочетаются такие свойства, как высокая прочность и хорошая графитируемость, высокая электрическая проводимость и низкая реакционная способность.

Свойства нефтяных коксов зависят от природы исходной нефти, способа получения остатков и метода их коксования. Одним из наиболее важных показателей качества, по которому классифицируют коксы, является содержание в них серы: малосернистые – 1,5 % S, сернистые – менее 4,0 % S, и высокосернистые – более 4,0 % S [7].

На Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) установка замедленного коксования (УЗК) введена в эксплуатацию в 1980 году.

Установка предназначена для получения кокса из тяжелых остатков переработки нефти (гудрон, мазут), служащего сырьем в производстве электродов для алюминиевой промышленности.

Проектная годовая производительность установки по сырью составляет 600 тыс. тонн в год и обеспечивает выработку 120 тыс. тонн кокса в год, в том числе 54 тыс. тонн в год электродного.

В результате модернизации в рамках государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан производительность установки по сырью доведена до 720 тыс. тонн в год [8].

Кокс производимый на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе содержит 2,0 % масс общей серы [9].

На АНПЗ производят 2 основных вида кокса [9].

- Кокс нефтяной суммарный для алюминиевой промышленности;
- Кокс нефтяной прокаленный КП-1, КП-2.

Потенциальными потребителями прокаленного кокса в республике Казахстан являются предприятия алюминиевой промышленности и металлургические предприятия по производству хромистых, кремнистых и марганцевых сплавов.

Литература

1. Отчет по анализу отрасли. АО «Казахский институт нефти и газа». Нур-Султан 2019 г. <http://www.king.kz/backend/web/images/menu/.pdf>
2. Амантурлин Г. Ж. Особенности модернизации нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан // Нефть и Газ. 2015, № 4 (88) С. 31-39.
3. Везиров Р.Р. Тенденция развития процесса замедленного коксования и перспективы производства электродного кокса / Р.Р. Везиров, Т.Х. Султанов, Э.Г. Теляшев // Химия и технология топлив и масел. 2009. №4. - С. 7-9.
4. Хавкин В.А. Гидрогенизационные процессы на НПЗ России / В.А. Хавкин, Л.А. Гуляева, Н.Я. Виноградова, О.И. Шмелькова // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний - 2010. - №3. - С. 15-21.
5. Хайрудинов И. Р., Ахметов М.М., Теляшев Э.Г. Состояние и перспективы развития производства кокса и пека из нефтяного сырья // Рос. хим. журнал, 2006, т. L, № 1.
6. Сюняев, З. И. Нефтяной углерод / З. И. Сюняев. – М. : Химия, 1980. 272 с.
7. ГОСТ 22898-78. Коксы нефтяные малосернистые.
8. Модернизация в цифрах. АНПЗ: Пять строительных аспектов. //«ReFINEry.kz» №3, 2014, с. 2-3.
9. Сайт компании АНПЗ. <https://www.anpz.kz/>

Секция 3
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ИХ РЕШЕНИЕ

УДК 628.316.12:622.24(470.56)

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ ПРИ
ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ**

¹А.В. Московец, ²Р.Ф.Сагитов, ³Е.У. Арстаналиев, ³Л.Х. Галиева,
⁴А.М. Балгынова, ⁴Мерекекызы Ардак, ⁵В.Г. Коротков ⁵В.П. Попов

¹ООО «НИПТЕХНОЛОГИЯ», г. Оренбург, Россия

²ООО «Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем»,
г. Оренбург, Россия

³Атырауский Университет Нефти и Газа, г. Атырау, Республика Казахстан

⁴Актюбинский Региональный Государственный Университет им. К. Жубанова, г.
Актюбинск, Республика Казахстан

⁵ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

Любая хозяйственная деятельность, выполняемая в соответствии с современными требованиями природопользования, не должна приводить к необратимым нарушениям природной среды, что на практике достигается весьма редко. К числу наиболее агрессивных отраслей по сумме техногенных факторов, оказывающих негативное воздействие на окружающую природную среду, являются добыча, транспортировка, хранение и использование нефтепродуктов.

Ключевые слова: проектирование очистных сооружений, отходы бурения, переработка, очистка сточных вод, окружающая природная среда, негативное влияние, отработанные буровые растворы, пластовая вода, нефтесодержащие эмульсии.

Цель работы – определить степень воздействия на окружающую природную среду намечаемой деятельности и оценить допустимость предлагаемых проектом технических и технологических решений с экологической точки зрения.

Очистные сооружения буровых сточных вод, отработанных буровых растворов, пластовой воды, нефтесодержащих эмульсий производительностью 300 м³/сут. расположены по адресу: Российская Федерация, Оренбургская область, Оренбургский район, с/с Подгородне-Покровский.

Результаты оценки воздействия объекта на окружающую среду.

Общие сведения о проектируемом объекте.

Материалы разработаны на очистные сооружения буровых сточных вод, отработанных буровых растворов, пластовой воды, нефтесодержащих эмульсий производительностью 300 м³/сут., расположенные по адресу: Российская Федерация, Оренбургская область, Оренбургский район, с/с Подгородне-Покровский, выполнен в соответствии с техническим заданием, выданным Заказчиком, а также в соответствии со СП 11-105-97, СНиП 11-02-96 и другими нормативными документами [1-8].

Земельный участок, под строительство очистных сооружений относится к категории земель: земли производственного назначения. Рельеф изучаемой земли, характеризуется малыми колебаниями высот, не выходящих за пределы 0,50 м. Грунтовые воды на участке до глубины 10 м не вскрыты.

В районе размещения очистных сооружений отсутствуют особо охраняемые природные объекты, а также объекты, представляющие архитектурную ценность.

Очистные сооружения предназначены для очистки буровых сточных вод, отработанных буровых растворов, пластовой воды, нефтесодержащих эмульсий.

В состав очистных сооружений входят:

- производственное здание 12000х36000х6000 (2 шт.);
- флотатор напорный (2 шт.);
- установка приготовления и дозирования реагента (2 шт.);
- приемные ж/б резервуары (4 шт.);
- накопительные резервуары ж/б очищенных стоков (2 шт.);
- геотуб (1 шт.);
- насосное оборудование;
- сливная площадка (исходного сырья);
- противопожарный проезд;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии в соответствии с существующими нормами;
- отопление;
- естественная и принудительная вентиляция.

На участке проведено зонирование территории. Наряду с системой проездов, запроектирована система пешеходных связей. Все проезды имеют современное асфальтобетонное покрытие.

Принятое решение системы проездов обеспечивает доступ пожарных автомобилей по всему периметру объекта в случае экстремальных ситуаций.

Установка приготовления и дозирование реагента (УДР) представляет собой сооружение полной заводской готовности, устанавливается на монолитный бетон (пол) в производственном помещении очистных сооружений и крепится на анкерные болты. Флотатор напорный представляет собой сооружение полной заводской готовности, устанавливается на монолитный бетон (пол) в производственном помещении очистных сооружений и крепится на анкерные болты. Насосное оборудование размещено в производственном здании очистных сооружений. Высота здания от пола до низа несущих конструкций – 6,0 м.

Все сооружения на площадке относятся к II степени огнестойкости и ко II классу ответственности.

Очистные сооружения имеют мощность 300 м³/сут.

Для работы очистных сооружений (на производственные нужды) существует потребность в следующих видах ресурсов:

- реагенты, количество и состав которых указаны в таблице 1;
- электроэнергия (96,6 кВт).

Таблица 1- Потребность в реагентах в технологическом процессе

Наименование	Ед.изм.	Значение (среднее)	Примечание
Коагулянт «Аква-Аурат 30»	кг/сут	5,04	Количество и марка реагентов подбирается в процессе эксплуатации
Флокулянт «ВПК-402»	кг/сут	0,0020	

Таблица 2- Техничко-экономические показатели проекта

Наименование	Ед. изм	Количество
Производительность очистных сооружений	м ³ /сут	300
Потребность в электроэнергии	кВт	96,6
Установленная мощность	кВт	77,5
Количество работающих на очистных сооружениях	чел	5
Площадь очистных сооружений (производственное здание)	кв.м	432
Площадь участка	м ²	993
Площадь застройки	м ²	720
Площадь дорожных покрытий	м ²	273

Наименование продукта – буровые сточные воды, отработанные буровые растворы, пластовая вода, нефтесодержащих эмульсий. Показатели качества жидких отходов бурения показаны в таблице 3.

Таблица 3- Показатели качества жидких отходов бурения

Наименование	Допустимые концентрации на входе, мг/л	Эффективность очистки, %
Взвешенные вещества	10000	До 95 %
Нефтепродукты	500	До 99 %
ХПК	5000	До 80 %
БПК полн.	2500	До 80 %

Характеристика принятой технологической схемы [9,17]

Оборудование, приборы, применяемые на объекте, изготовлены в климатическом исполнении У и УХЛ по ГОСТ 15150-69 «Машины и приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» для эксплуатации в интервале температуре окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С и относительной влажности от 30 % до 100 %.

Принципиальная технологическая схема очистки сточных вод нефтесодержащих отходов бурения представлена рисунке 1, а план размещения оборудования очистных сооружений на рисунке 2.

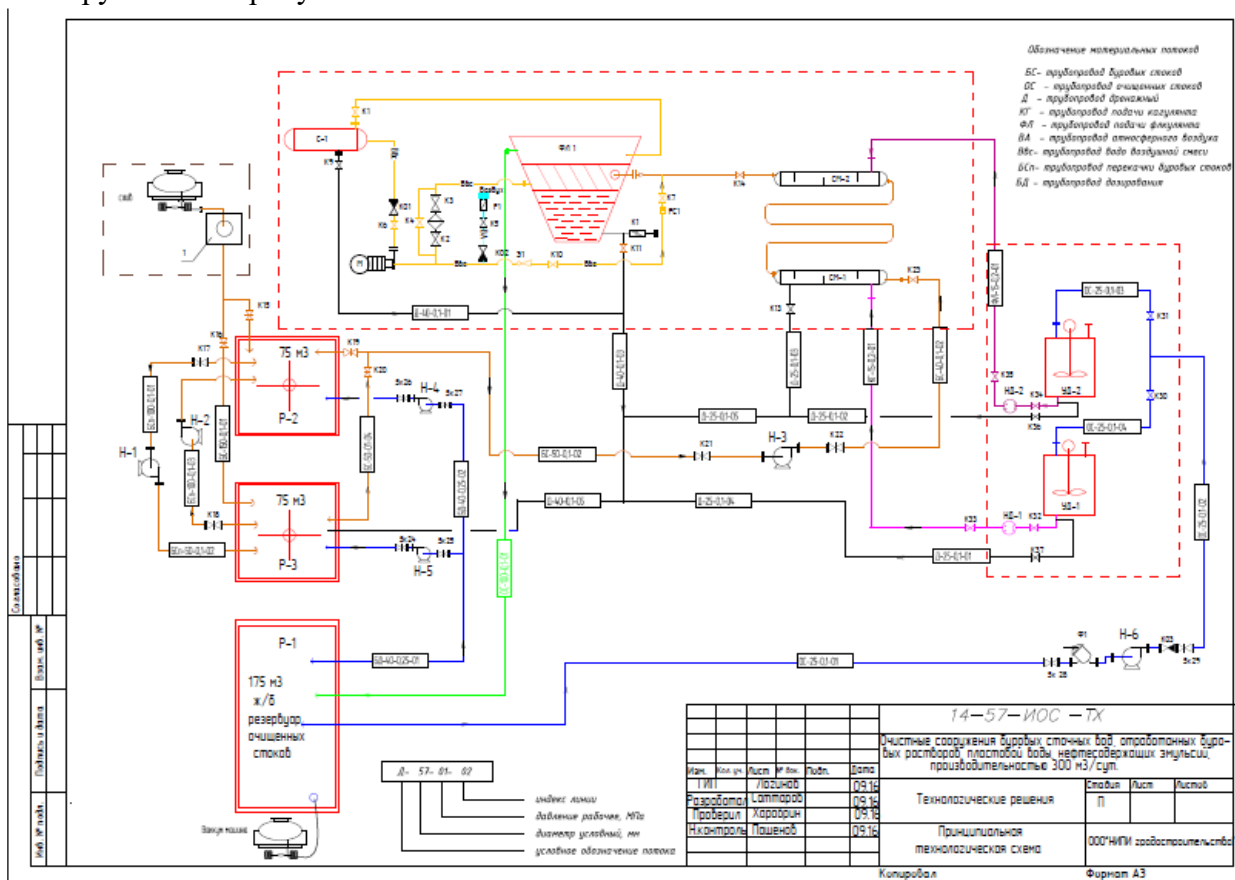


Рис. 1 – Принципиальная технологическая схема

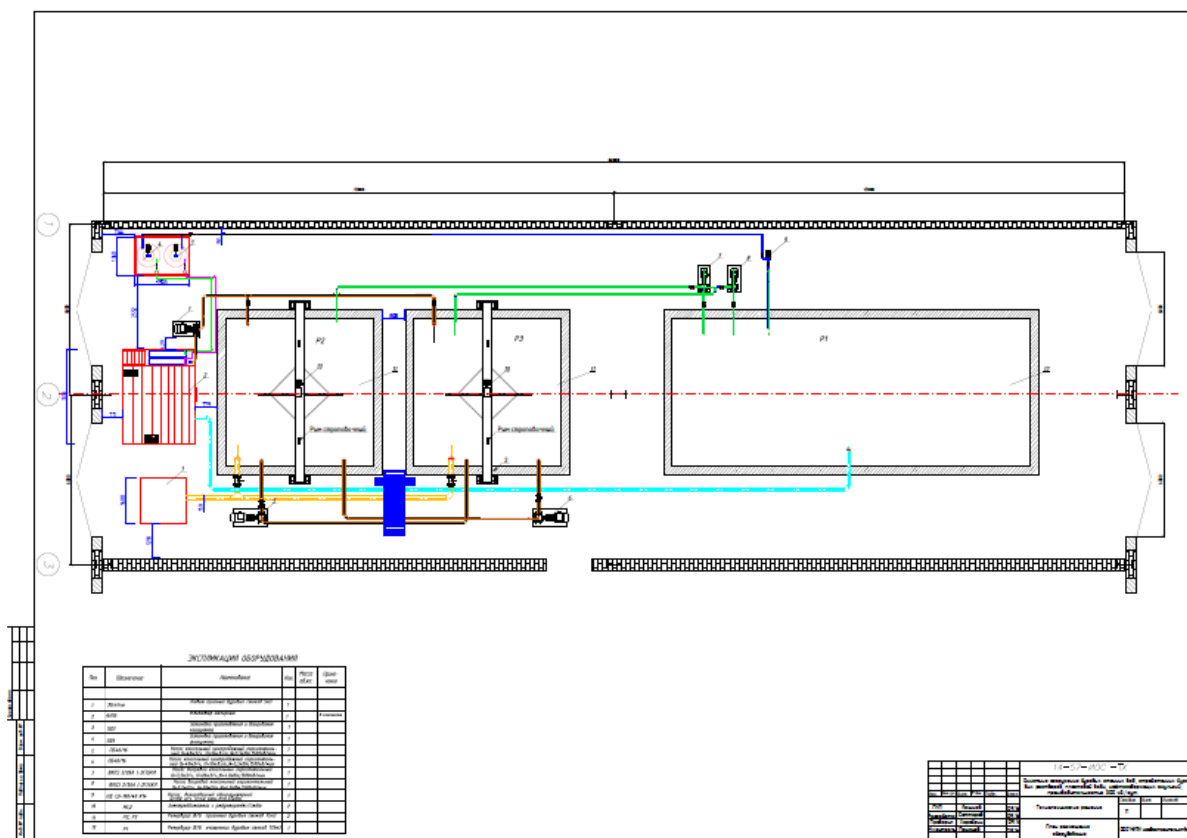


Рис. 2 – План размещения оборудования

Оборудование, детали, узлы, арматура, приборы, имеют сертификаты соответствия и разрешения к применению для проектируемого объекта, рабочей среды и технологического процесса и соответствуют требованиям охраны труда.

Допустимая сейсмичность района размещения технологического оборудования площадки не более 6 баллов по СП 14.13330.2011 «Строительство в сейсмических районах».

На площадке очистных сооружений предусмотрено оборудование, представленное в таблице 4.

Таблица 4- Оборудование очистных сооружений

Позиция по схеме	Наименование оборудования	Тип, марка, обозначение	Завод изготовитель	Рабочие параметры
ФЛ -1,2	Флотатор напорный	ФЛ-15Н	ООО «НПО ЭКОСИСТЕМ А г.Москва	Q=15м ³ /ч Напор на входе 0,3-0,5 бар.
УДР1,2	Установка приготовления и дозирования реагента	РД 500x2С. 5-80.ПЭ.000ПС	ООО «НПО ЭКОСИСТЕМ А г.Москва	Q=10л/ч Противодавление 10бар.
ЕП-1	Емкость подземная дренажная	ЕП 12-2000-2-1	ООО«Технопром» г.Оренбург	V=12м ³ , DN-2000мм

Н-1, 2 Н-1.1,2.1	Насос консольный центробежный горизонтальный	ПБ 40/16	ООО «Ампика» г. Москва	Q=40м ³ /ч, N=5.5кВт 1500 об/мин.
Н-3, 3.1	Насос консольный центробежный горизонтальный	П 12,5/12.5	ООО «Ампика» г. Москва	Q=12,5м ³ /ч, N=3.5кВт 1500 об/мин.
Н-4,5 Н-4.1,5.1.	Насос центробежный	ВК(С) 7.2/26А	ООО «Ампика» г. Москва	Q=7.2м ³ /ч, N=3кВт 3000 об/мин.
Н-6 Н-6.1	Насос плунжерный дозаторный	НД 1,0/100/40 КМ	ОАО НПП «Адонис»	Q=12,5м ³ /ч, H=20м, N=2,2кВт
Ф-1,2	Фильтр механической очистки тонкой фильтрации	ФЖУ-25-0.6	ООО«Технопр ом» г.Оренбург	DN 25мм, PN 0,6МПа
Р-1, 1.1.	Резервуар ж/б			V-175 м ³
Р-2,3, 2.1, 3.1.	Резервуар ж/б			V-75м ³

Прием буровых сточных вод, отработанных буровых растворов, пластовой воды, нефтесодержащих эмульсий происходит с автоцистерны (вакуум машина) в приемный кювет. Самотеком распределяется в резервуары неочищенных стоков Р-2, Р-3, и напорным насосом Н-3, Н-3.1. далее подаются во флотатор ФЛ, через флокулятор трубчатый, где происходит смешение подаваемого раствора коагулянта и флокулянта с потоком исходной воды и обеспечивающий необходимое время контакта [18,19]

Подача флокулянта и коагулянта осуществляется с помощью насосов дозаторных (НД). Установки приготовления и дозирования реагента.

Очищенные стоки сливаются в накопительные резервуары очищенных стоков Р-1, Р-2, откуда часть воды идет на производственные нужды, часть утилизируется на очистных сооружениях ГПЗ.

В результате проектирования и дальнейшей реализации данного проекта (в настоящее время проект реализован, идет процесс согласования и выдачи разрешительной документации для запуска КОСВ). Эффект от реализации проекта – выработка перечня мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

Литература

1. Федеральный закон РФ от 10.01.2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
2. Федеральный закон РФ от 24.06.98 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
3. Федеральный закон от 30.03.1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
4. Федеральный закон РФ от 21.02.1992 г. №2395-1 ФЗ «О недрах».

5. Федеральный закон РФ от 04.05.1999 г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
6. Постановление от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».
7. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды», ГП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», 2000.
8. СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (с учетом изм. № 1 СанПиН 2.2.1/2.1.1 – 2361-08).
10. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства.
11. Временные методические рекомендации «Фоновые концентрации для городов и поселков, где отсутствуют наблюдения за загрязнением атмосферы», С-Пб. 2005.
12. СНиП 2.04.02-84*М., 1986. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
13. СНиП 2.07.01-89*М., 1994. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
14. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 № 786 (ред. От 30.07.2003) «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 09.01.2003 № 4107).
15. АНО «Международный центр содействия развитию предприятий по переработке нефтешламов» [Электронный ресурс]: официальный сайт. - 2011. - Режим доступа: <http://www.oil-slime.ru> – 08.12.2012.
16. Научно-практический портал «Экология производства» [Электронный ресурс]: официальный сайт. - 2012. - Режим доступа: <http://www.ecoindustry.ru> – 22.04.2012.
17. Юльtimiрова, И. А. Проблемы утилизации нефтешламов. / И. А. Юльtimiрова // Журнал «Налоги. Инвестиции. Капитал». – 2003. - №5, 6, 1. – с. 201.
18. Аппаратный тип технологического процесса при очистке сточных вод. Левин Е.В., Сагитов Р.Ф., Буракаева А.Д., Шабанова С.В. Экология и промышленность России. 2015. №2. С. 8-12.
19. Анализ современных тенденций в сфере переработки нефтесодержащих отходов. Баширов В.Д., Султанов Н.З., Сагитов Р.Ф., Касимов Р.Н., Кабанов А.О. Горные науки и технологии. 2014. № 1. С. 65.

УДК 502.7

БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ХИМИЧЕСКИМ ТЕХНОЛОГИЯМ

А.К. Мухтаров

Евразийский национальный университет имени Л.Н. Гумилева, Казахстан

Рациональное природопользование - это совершенствование и оптимизация эколого-экономических показателей: сбережение энергии и ресурсов, использование чистых технологий и отходов, управление рисками.

Биотехнологии становятся альтернативой ряда химических производств, имеют преимущества

Ключевые слова: микробный синтез, рациональное природопользование, биотехнология, пестициды, геобионты.

Табиғатты пайдалану – бұл экологиялық-экономикалық көрсеткіштерді тиімдендіру және жақсарту: атап айтқанда энергия мен ресурстарды үнемдеу, таза технологиялар мен қалдықтарды пайдалану, тәуекелді басқару.

Қазіргі таңда биотехнология көптеген өндіріс орындарында химиялық процестерге балама болып, артықшылықтары да байқалуда.

Түінде сөздер: микробты синтез, табиғатты тиімді пайдалану, биотехнология, пестицидтер, геобионттар.

Rational nature management is the improvement and optimization of environmental and economic indicators: saving energy and resources, using clean technologies and waste, managing risks.

Biotechnologies become an alternative to a number of chemical industries, have advantages

Key words: Microbial synthesis, rational nature management, biotechnology, pesticides, geobionts.

Главным звеном биотехнологического процесса является биологический объект, способный осуществлять определенную модификацию исходного сырья и образовывать тот или иной необходимый продукт. В качестве таких объектов биотехнологии могут выступать клетки микроорганизмов, животных и растений, трансгенные животные и растения, грибы, а также многокомпонентные ферментные системы клеток и отдельные ферменты.

Основой большинства современных биотехнологических производств является микробный синтез, т. е. синтез разнообразных биологически активных веществ с помощью микроорганизмов. К сожалению, объекты растительного и животного происхождения в силу ряда причин еще не нашли столь широкого применения. Поэтому в дальнейшем целесообразно рассматривать микроорганизмы как основные объекты биотехнологии.

Рациональное природопользование - это совершенствование и оптимизация эколого-экономических показателей: сбережение энергии и ресурсов, использование чистых технологий и отходов, управление рисками.

Биотехнологии становятся альтернативой ряда химических производств, имеют преимущества (рис. 1).

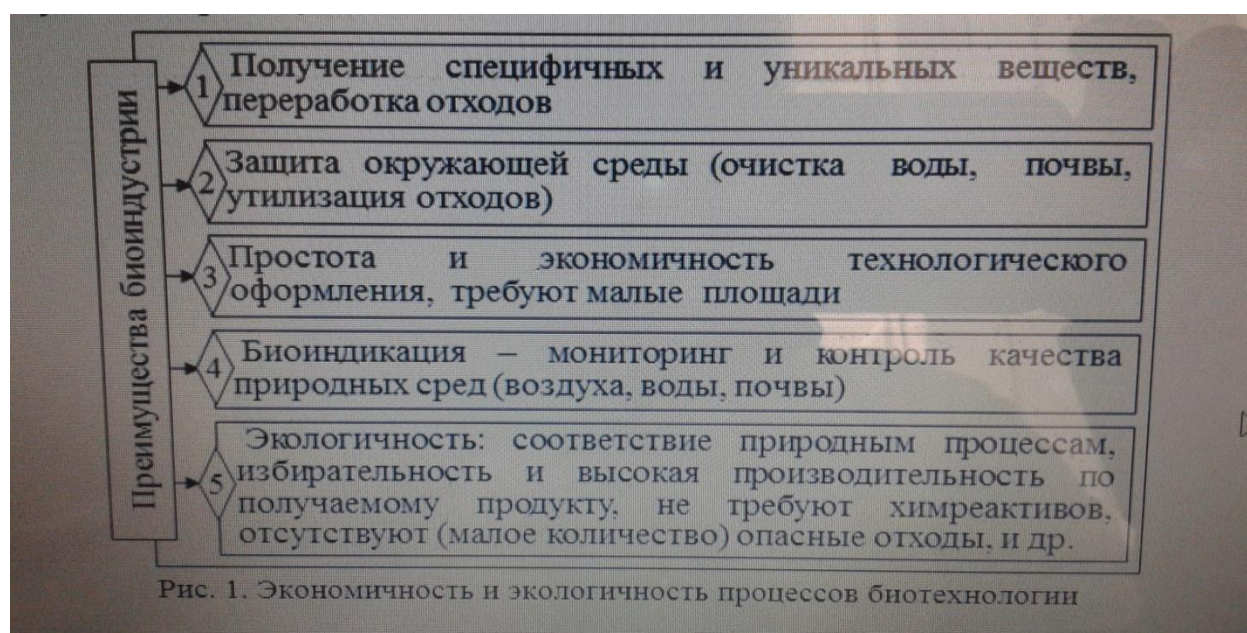


Рис. 1- Экономичность и экологичность процессов биотехнологии

Сегодня технологии биоиндустрии охватывают широкую сферу: производство волокон, низкомолекулярного полиэтиленгликоля [1], стабилизаторов мономеров – трет-бутилпирокатехинов (выход 94-96 %) [2], смазок, восков (химия); добыча сырья из рудных пород (биогеотехнологии); получение метана и водорода (биоэнергетика); утилизация отходов агросектора [3,4] и др.

Рассмотрим альтернативу химического и термического обезвреживания пестицидов – биотехнологии (детоксикация экосистем почвы от избытка пестицидов). Ферменты живых клеток (основа биотехнологий) могут развиваться и существовать (работать) в нормальных, естественных условиях природы, не нарушая круговорота веществ и энергии почвенных экосистем.

Они биотрансформируют исходное вредное вещество биохимической деятельностью микроорганизмов. Культуры бактерий родов *Bacillus*. sp. и *Pseudomonas* sp. адаптировались к среде (черноземы). Они при избытке активного вещества пестицида (10 производственных концентраций) в почве утилизируют дифенокназол (системный фунгицид, протравитель семян), циперметрин (инсектицид, уничтожает чешуе- и жесткокрылых); а штаммы бактерий *Bacillus cereus* IBRB33T и *Bacillus subtilis* 16N27.13LB – метальдегид (моллюскоцид, используемый против брюхоногих) [5,6]. Последний перерабатывается через промежуточное соединение ацетальдегид до углекислого газа и воды, биодеструкция подтверждена тонкослойной хроматографией и ¹H и ¹³C ЯМР спектроскопией [4].

Выводы и заключение

Пестициды — ядохимикаты агросектора. Их видоизменение или полное разложение в экосистеме почвы происходит в ходе ее физико-химических и биологических процессов. Их детоксикация осуществляется при микробиологическом разложении, поглощении агрокультурами и почвенной биотой, адсорбцией перегноем и другими коллоидами [3,4]. Негативное воздействие пестицидов на окружающую среду в первую очередь сказывается на состоянии микробиоты почвы - она наиболее чувствительна к изменениям обстановки. Оно связано с нарушением технологии их применения, проявления экологических факторов.

Геобионты участвуют в процессах: формирования почвы, самоочищения, круговоротах веществ (фосфора, углерода, азота, серы, железа и др.) и энергии. Известны опыты по изучению действия фунгицида (дифенокназол) на геобионтов - тест-объекты: микроорганизмы почвы и дождевые черви (*Lumbricus terrestris* L). Избыточная доза фунгицида в почве может вызывать изменение численности биоты, нарушить протекающие процессы. Проводятся подсчет выросших колоний микроорганизмов на мясопептонном агаре (питательная среда) в результате посева взвесей почвенных проб. Чашки Петри с посевами культивируются в течение 2 – 5 сут. в термостате при температуре 28 °С. Применяя стандартные методики и электронный микроскоп МИКМЕД-2 по «Определителю бактерий Берджи» из проб почвы выделяются группы микроорганизмов: *Bacillus*.sp, *Pseudomonas*.sp, *Flavobacterium*.sp, *Azospirillum*.sp. Показано, что, накапливаясь в почве, фунгицид угнетающе действует на микробиоту, наиболее устойчивыми к загрязнению *Bacillus*.sp и *Pseudomonas*.sp (разведение 1:10000), они смогли адаптироваться к аварийным ситуациям (загрязнению). Выжившие культуры микроорганизмов отсутствовали при более высокой дозе фунгицида - разведении (1:100, 1:1000). Выбор пестицидов требует учитывать скорость их детоксикации в почве, а также их действие на полезные организмы (дождевые черви). Фунгицид вносится в почву (ПК, 1ПК, 100ПК и контроль – без фунгицида), тщательно перемешивают с ней, поддерживают режим по температуре 20 °С и влажности (60%). В образцы почвы помещают на 15 суток половозрелых дождевых червей. Выживают – 100 % особей, в искусственно загрязненных пробах почвы (%): при ПК – 100, 10ПК – 70, 100ПК -0. Таким образом, дифенокназол не ядовит для дождевых червей (*Lumbricus terrestris* L), если содержится в почве при заявленной производителем дозе расхода [7].

Литература

1. Маллябаева М.И., Тюмкина Т.В., Балакирева С.В., Ягафарова Г.Г. Экологически чистый способ получения низкомолекулярного полиэтиленгликоля // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. - № 3. - С. 38-39.
2. Маллябаева М.И., Балакирева С.В., Сафаров А.Х., Ягафарова Г.Г. Экологически значимый метод получения стабилизатора мономеров – третбутилпирокатехинов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. - № 4. - С. 2425.
3. Петрова Д.В., Балакирева С.В., Маллябаева М.И. Воздействие пестицидов на окружающую среду и человека // Радиоэкология. Новые технологии обеспечения экологической безопасности: сб. науч. тр./ Редкол.: Г.Г. Ягафарова и др. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. - С. 188-195.
4. Маллябаева М.И., Ягафарова Г.Г., Тюмкина Т.В., Балакирева С.В., Зайнутдинова Э.М. Исследование влияния метальдегида на биоценоз почвы и механизм его биотрансформации // Башкирский химический журнал. - 2016. - Том 23. - №3. – С. 63-67.
5. Давлетшина А.В., Маллябаева М.И., Балакирева С.В. Изучение действия метальдегида на биологические объекты в условиях модельного загрязнения // Аспирант.- 2016.-№5.- С. 113-114.
6. Архипова О.И. Акатьева Е.Н., Маллябаева М.И., Балакирева С.В. Исследование биодеструкцииметальдегида // Защита окружающей среды от экотоксикантов: сб. науч. тр. II Международ. науч.-техн. конф., Уфа: Изд-во РИЦ УГНТУ. - 2015. - С. 13-15.
7. Маллябаева М.И., Ягафарова Г.Г., Тюмкина Т.В., Балакирева С.В., Зайнутдинова Э.М. Исследование влияния метальдегида на биоценоз почвы и механизм его биотрансформации // Башкирский химический журнал. - 2016. - Том 23. - №3. – С. 63-67.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОПУЛЯЦИИ ОБЫКНОВЕННОЙ КИЛЬКИ В КАЗАХСТАНСКОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Н.Н. Попов¹, А.Ш. Канбетов², Г.А. Куанышева², Ж.М. Шайдуллина²

¹Атырауский филиал ТОО «Казэкопроект», ²НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»
г. Атырау, Республика Казахстан

В данной работе изучены биологические показатели и распределение обыкновенной кильки в казахстанской части Каспийского моря. В результате исследования выявлено, что в последние годы вылов морских рыб стабилизировался. Одна из причин стабилизации численности кильки усиление охранной деятельности контролирующими органами, а также внесения изменений в правила рыболовства.

Ключевые слова: популяция, килька, Каспийское море.

In this paper we studied the biological parameters and distribution of common sprat in the Kazakhstan part of the Caspian sea. The study revealed that in recent years the catch of marine fish has stabilized. One of the reasons for the stabilization of sprat population is the strengthening of security activities by regulatory authorities, as well as the introduction of changes to the fishing regulations.

Key words: population, sprat, Caspian Sea.

Введение

Северо-восточная часть Каспийского моря – мелководный хорошо прогреваемый водоём со слабосолеными водами, богатой кормовой базой – является основным районом

нагула молоди и подрастающих поколений полупроходных, проходных рыб и морских сельдей.

До конца XX века основными регуляторами состояния популяций рыб были природные факторы и промысел. В настоящее время формирование биоресурсов Каспийского моря происходит под воздействием многофакторного антропогенного воздействия. Зарегулирование стока рек, промышленное и бытовое водопользование, хроническое загрязнение, нерациональный промысел и незаконное изъятие рыб обусловили сокращение численности и запасов многих ценнейших рыб. В последние годы антропогенное воздействие на морскую экосистему значительно увеличилось, чему способствовало освоение морских нефтегазовых месторождений всеми прикаспийскими государствами. Тревожной особенностью этой ситуации является совпадение областей повышенной биопродуктивности Каспийского моря с районами наиболее сильного антропогенного пресса.

В 2018 г. ТОО «Казэкопроект» провело комплексные морские исследования по оценке состояния биологических ресурсов казахстанской части Каспийского моря.

В результате проведенных исследований, получены данные по гидролого-гидрохимическому режиму, токсикологической обстановке в водоеме, кормовой базе промысловых рыб, состоянию популяций и накормленности рыб. Учет численности рыб проведен по данным тралового и сетного лова и тралово-гидроакустической съемки, которые позволили показать сезонное распределение промысловых рыб и их видовое разнообразие в пределах казахстанской части Каспийского моря [1-7].

Материал и методики

Станции отбора проб

Согласно Технической спецификации исследования проводились по сетке станций (квадратам), единой для всех прикаспийских государств, предусмотренных «Региональной программой по изучению распределения, оценки численности, запасов, кормовой базы и определения ОДУ осетровых рыб Каспийского моря в 2007-2009 гг.».

Исследования проводились в летний (июль-август) и осенний (сентябрь) периоды (рисунок 1, 2, 3).

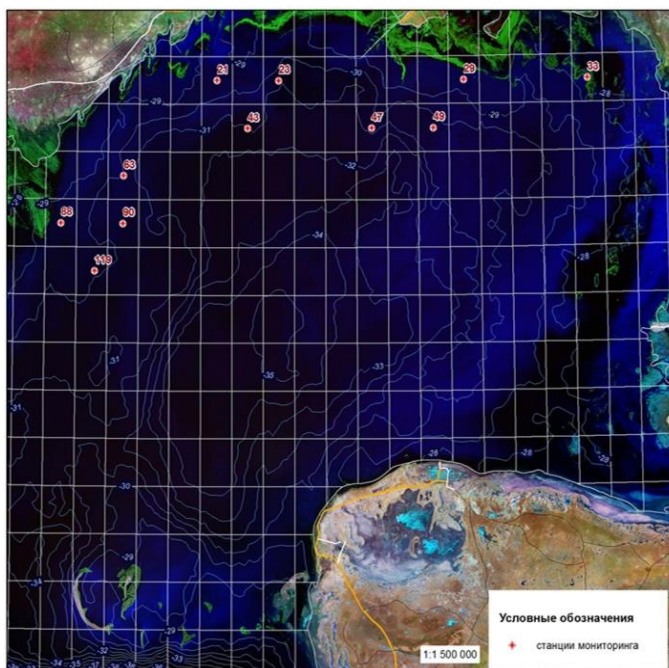


Рис. 1 - Карта-схема района работ при проведении исследований в весенний период

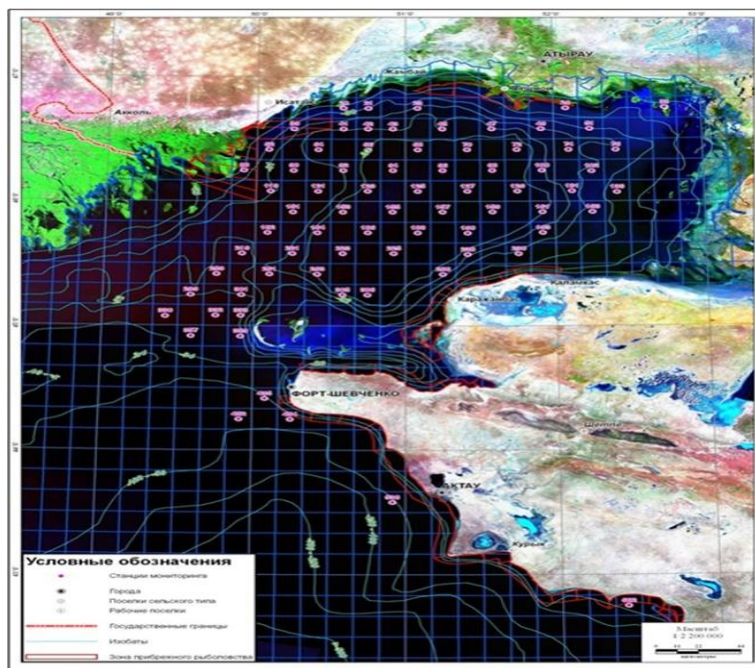


Рис. 2 - Карта-схема района работ при проведении исследований в летний период

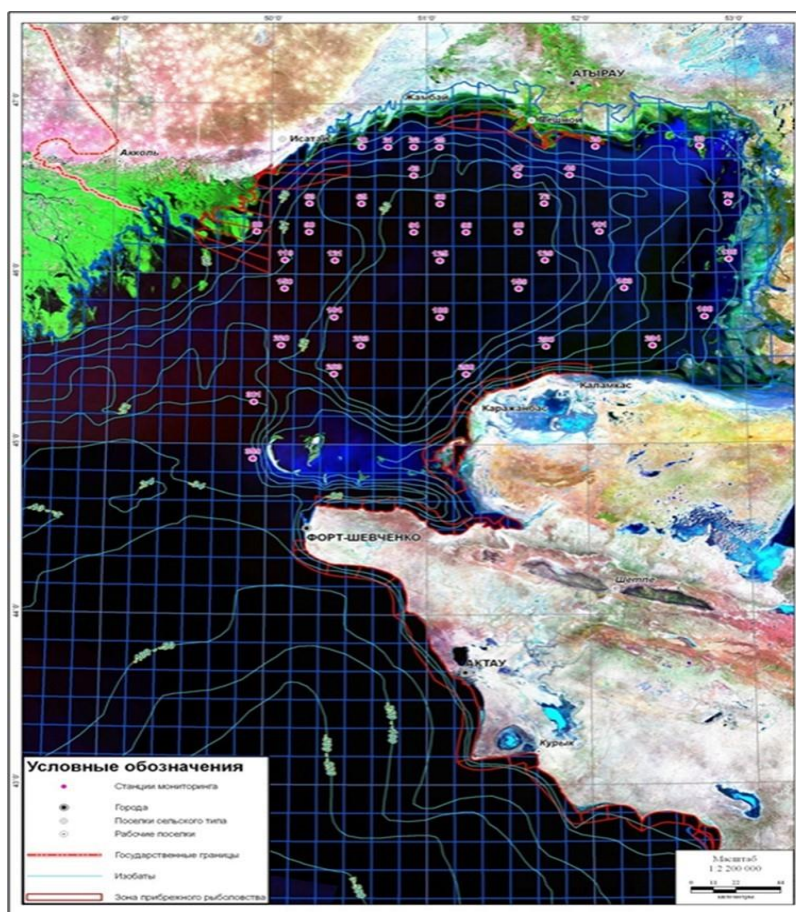


Рис. 3 - Карта-схема района работ при проведении исследований в осенний период
 В летний период отлов рыбы проводился 9 метровым оттертралом и стандартным набором ставных жаберных сетей. В осенний период применялись 4,5 метровый оттертрал и ставные жаберные сети.

Наряду с траловыми исследованиями производилась и гидроакустическая съемка акватории. Все исследования производились на научно-исследовательских судах ТОО «Казэкопроект» - «Алтай» и «Зайсан».

Математическая обработка полученных видеоматериалов проводилась в лабораторных условиях. По данным видео материалов получены данные о численности рыб и определены абсолютные значения плотности рыб (экз./га) в исследуемых квадратах.

На основе данных численного распределения промысловых рыб на акватории КСКМ построены карты «плотности» распределения промысловых рыб с учетом их видового разнообразия (для каждого сезона отдельно), с привязкой полученных результатов к установленной сетке координат.

Каждый траловый и сетной улов разбирался по видам. Рыба подвергалась полному биологическому анализу (регистрировалась абсолютная и промысловая длина, масса, пол, стадия зрелости гонад, отбирался маргинальный луч для определения возраста).

В данной статье рассмотрим биологические показатели сельдевых рыб на примере обыкновенной кильки в казахстанской части Каспийского моря.

Обыкновенная килька

Каспийские кильки в семействе сельдевых Clupeidae образуют отдельный род *Clupeonella*, включающий три вида тюлек – анчоусовидную, большеглазую и черноморско-каспийскую. Большеглазая и анчоусовидная тюлька обитают только в Каспийском море, черноморско-каспийская тюлька является подвидом черноморской тюльки [8].

Кильки – пелагические рыбы, которые обитают преимущественно на глубинах 50 – 80 м, где условия обитания для них наиболее оптимальны (кислородный, температурный и солевой режимы, доступные кормовые объекты). Являясь одним из основных потребителей планктона, тюльки конкурируют с другими планктофагами, в частности сельдями – каспийским пузанком и молодью всех морских рыб. В свою очередь, кильки – важный кормовой объект тюленя, морских птиц и рыбы (хищных сельдей, осетровых, лососевых, морского судака).

В северной части Каспийского моря из трех видов килек встречается только один вид – обыкновенная килька. Распространена практически по всей морской акватории благодаря высокому уровню адаптации (эвригалинность, эвритермность). Кроме того, данный вид заходит в пресные водотоки (Волга, Жайык и др.)

Обыкновенная килька одна из многочисленных рыб в Северном Каспии. Ареал ее обитания охватывает весь шельф Каспийского моря с глубинами до 100 метров. Существуют два стада обыкновенной кильки, различающиеся нерестовыми ареалами: северокаспийская и южнокаспийская.

Жизненный цикл северокаспийского стада проходит в Северном и Среднем Каспии. Наиболее ярко выражены миграции северокаспийского стада. Нерестовый ход происходит в прибрежных зонах восточного и западного побережий Среднего Каспия. У берегов Мангышлака ход кильки происходит в марте и апреле. Миграция начинается при температуре воды на поверхности 40С. Наиболее интенсивный ход кильки – в первой половине апреля при температуре воды 7-11оС начинается с марта и продолжается в апреле и мае.

В Северном Каспии нерест наблюдается во второй и третьей декадах апреля, достигает максимума в мае, в опресненных участках, находящихся под воздействием стока Волги и Жайык. В других районах моря, где опреснение прибрежной зоны не выражено, килька нерестится при солености до 12-13‰. Икрометание порционное, происходит повсеместно в Северном Каспии. Основными местами нереста обыкновенной кильки в Северном Каспии являются районы моря, где глубина не превышает 5-7 м. Половое созревание обыкновенной кильки наступает рано: у большинства особей уже в годовалом возрасте отмечаются зрелые половые продукты. Плодовитость обыкновенной кильки колеблется от 9,5 до 60 тыс. икринок, в среднем 31,2 тыс. икринок.

Оплодотворенные икринки обнаруживаются в воде с соленостью от 0,02 до 15%. Наиболее интенсивно икрометание происходит при температуре воды 11-19°C. Личинки, а затем мальки все лето откармливаются на мелководьях Северного Каспия.

Обыкновенная килька, занимая важное место в экосистеме Каспия, является с одной стороны одним из основных консументов зоопланктона, с другой – продуцентом для хищных морских рыб и тюленя.

До 80-х годов XX века в уловах Мангистауской области преобладали кильки. Они составляли более 90% от всего вылова (рисунок 4). Однако в 90 годы прошлого века уловы этого вида начали снижаться и их лов стал не рентабельным. В 2001 году самое крупное рыбодобывающее предприятие в Магистауской области «КазахРыбхолодФлот» перестает существовать и соответственно прекращается добыча кильки. В последние годы была попытка восстановить промысел килек, запасы которых в целом стабилизировались в основном за счет обыкновенная килька. Однако, организационные причины в настоящее время не позволяют наращивать объемы добычи тюльки и уловы ее не превышают 21 тонны.

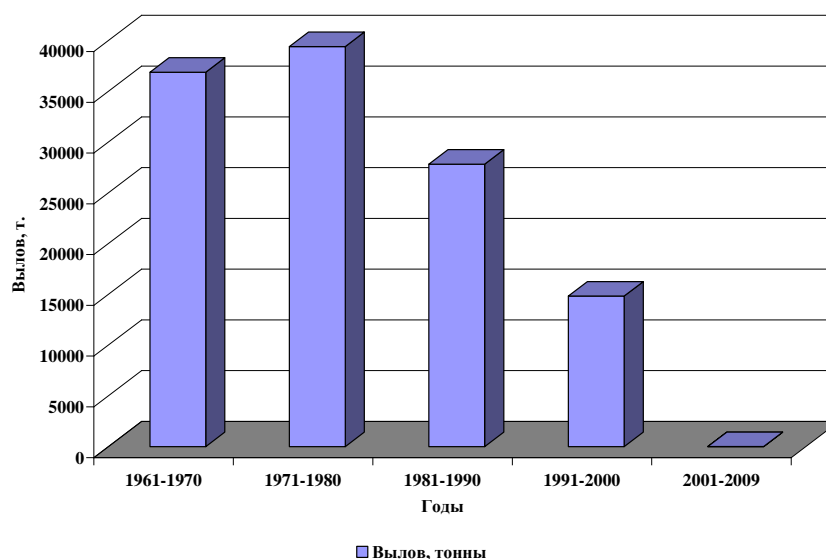


Рис. 4 - Вылов кильки в Казахстане за период 1961-2009 гг., т.

Анализ биологических характеристик обыкновенной кильки в 2018 г. показал, что ее длина варьировала в пределах от 5,3 до 10,6 см при среднем значении 8,7 см. Масса колебалась от 1,5 до 9,7 г, в среднем составив 5,6 г (таблица 1).

Таблица 1 - Основные биологические показатели обыкновенной кильки в 2018 г.

Возрастной ряд	Длина, см		Масса, г		Количество, зкз.	%
	Мин.-макс.	Средняя	Мин.-макс	Средняя		
1	5,3-6,5	6,0±0,1	1,5-2,8	2,1±0,1	16	3,5
2	6,6-7,5	7,2±0,1	2,6-4,3	3,3±0,1	27	5,9
3	7,6-8,0	7,8±0,0	3,8-4,6	4,2±0,1	15	3,3
4	7,8-8,5	8,2±0,0	3,7-6,6	4,7±0,1	84	18,5
5	8,3-9,6	9,0±0,0	4,4-8,3	5,8±0,0	222	48,8
6	9,4-10,6	9,8±0,0	5,9-9,4	7,3±0,1	91	20,0
Итого	5,3-10,6	8,7±0,0	1,5-9,4	5,6±0,1	455	100,0

Половой состав исследовательских уловов был представлен в основном самцами, доля которых составила 61,8%. Анализ стадий зрелости половых желез черноморско-каспийской тюльки в 2018 г. показал, что ход репродуктивного цикла самок, остался на уровне среднемноголетних значений. Размерно-весовые характеристики обыкновенной кильки в 2018 г. были немного выше по сравнению с предыдущими годами (таблица 2).

Таблица 2 - Среднемноголетние биологические показатели обыкновенной кильки восточной части Северного Каспия

Годы	Размер, см			Масса, г		
	min	max	средний	min	max	средняя
2012	5,0	12,0	7,6	1,5	11,9	3,8
2013	2,4	10,5	7,7	0,2	11,3	4,3
2014	4,0	11,0	8,2	0,6	10,2	5,0
2015	4,8	11,0	8,2	0,9	11,0	5,0
2016	2,5	12,1	8,1	0,1	10,6	4,9
2017	4,3	11,1	7,2	0,7	8,5	3,3
2018	5,3	10,6	8,7	1,5	9,7	5,6

Обыкновенная килька была отмечена в траловых уловах в осенний период 2018 г. на трех станциях. Распределение носило локально обособленный характер, вид был отмечен на северо-восточной и юго-западной частях исследуемой акватории (рисунок 5). Относительная численность изменялась достаточно в широких пределах от 0 до 138 экз./га, в среднем составив 6 экз./га.

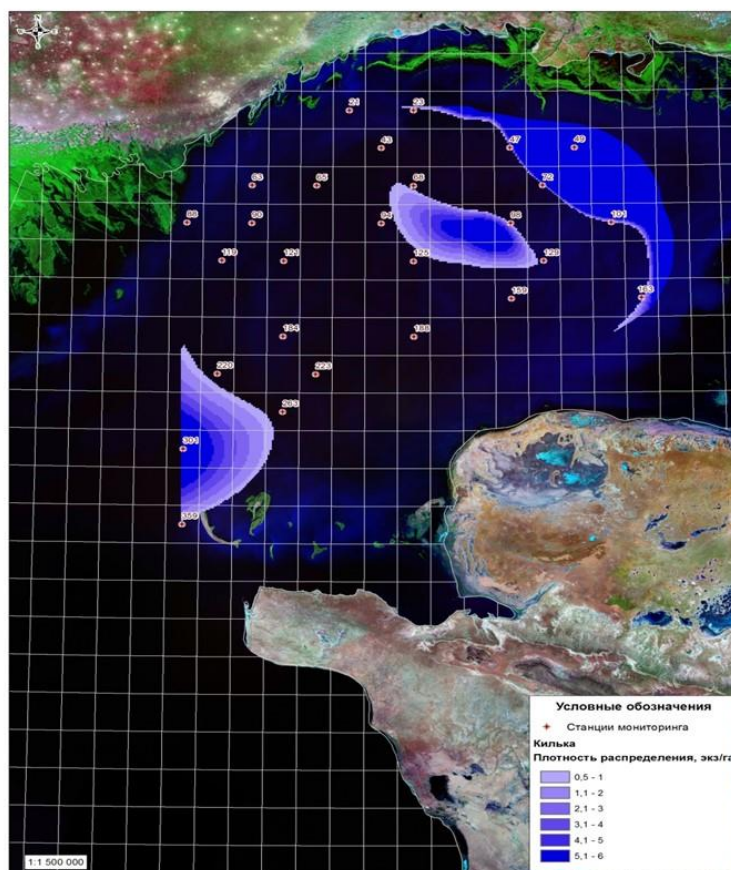


Рис. 5 - Распределение обыкновенной кильки осенью 2018 г. по результатам траловых уловов, экз./га.

Выводы

В последние годы стабилизировался вылов морских рыб (кефаль, сельди, килька). Это произошло в результате усиления охранной деятельности контролирующими органами, а также внесения изменений в правила рыболовства, в частности – введения запретной зоны в предустьевом пространстве реки Жайык.

Увеличение добычи промысловых рыб возможно в результате модернизации орудий лова и промыслового флота, освоения не закрепленных территорий, а также расширения акватории прибрежного промысла в казахстанской части Каспийского моря.

Заключение

Проведенные гидроакустические исследования показали неравномерное распределение ихтиофауны на акватории казахстанской части Каспийского моря в летний и осенний периоды. Как в летний, так и осенний периоды, плотность распределения рыб выглядит мозаично.

Казахстанский сектор Каспийского моря обладает большими биологическими ресурсами. Запасы килек и возможные объемы их промыслового изъятия определяются на заседаниях Комиссии по водным биоресурсам прикаспийских государств. В то же время, технические возможности рыбодобывающих организаций Казахстана не позволяют в настоящее время в полной мере осваивать выделяемые квоты.

Литература

1. Методическое руководство по проведению гидроакустических съемок запаса мойвы Баренцева моря.- Мурманск, ПИНРО, 1987.-59 с.
2. Методическое руководство по проведению многовидовой тралово-акустической съемки.- Мурманск:, ПИНРО, 1989. -119с.
3. Юданов К.И., Калихман И.Л. Теслер В.Д. Руководство по проведению гидроакустических съемок.-М.: ВНИРО, 1984.-123 с.
4. Малкин Е.М., Репродуктивная и численная изменчивость промысловых популяции рыб. М., 1990. - 146 с.
5. Казанчев Е.Н. Рыбы Каспийского моря. – М., 1981. – 240 с.
6. Рыбы Казахстана– Алма-Ата, 1988. - Т.3. – 303 с.
7. Проведение комплексных морских исследований по оценке состояния биологических ресурсов Казахстанской части Каспийского моря. Биологическое обоснование. Алматы, 2010.– 99 с.
8. Отчеты НИР, Фонд ТОО «Казэкопроект».

УДК 622.248.3

ЖОЙЫЛҒАН МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНЫҢ САҒАСЫН БЕКІТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ ЖӨНІНДЕ

М.Т. Шырдабаев, С.С. Өрекешев, Ж.А. Аронов

«Экология және өміртіршілік қауіпсіздігі» Қазақ академиясы» қоғамдық бірлестігі

Жойылған ұңғылар саласындағы ағып кетулер мәселелері туралы және оларды жою жұмыстарының жаңа технологияларын қолдану есебінен шешу мүмкіндіктері.

Түінде сөздер: ұңғымадан бас тарту, көмірсутектердің ағуы, технология.

В статье рассматриваются проблемы утечки углеводородов из устья ликвидированных скважин и возможности решения данной проблемы за счет применения новых технологий при проведении ликвидационных работ.

Ключевые слова: ликвидация скважин, утечка, технологии.

Problems of leakage of the mouths of abandoned wells and ways to solve them using new technology for carrying out liquidation work.

Key words: well liquidation, leak, technologies.

Соңғы бірнеше онжылдықтың көлемінде жойылған мұнай ұңғымаларынан болатын экологиялық қауіптер ескерілмей келді. Мұнай-газ өндіру алдыңғы орынға шығып, қоршаған ортаны қорғау шараларына көңіл бөлінбеді.

Қазақстан аумағында жойылған және өздігінен ағатын ұңғымалар саны бірнеше жүз болса да, жер қойнауын пайдаланушылардың құжаттарында бұл ұңғымалардан табиғатқа келетін зиянды мөлшері тиісті деңгейде көрсетілмей келеді.

Ал, Атырау облысында салалық бағдарламаға сәйкес, 171 мұнай ұңғымасы мен 126 өздігінен ағатын гидрогеологиялық ұңғыманы жою көзделді. Мұнай ұңғымаларының қатарына Каспий теңізінің суы басқан «Пустынное», «Прибрежное», «Юго-Западное Тажигали» секілді кен орындарындағы ұңғымалар жатады.

Жекелеген жер қойнауын пайдаланушылар осы кезеңде өз аумағындағы бұрын бұрғыланып, жойылған ұңғымалар арқылы жұмыс жасады. Солардың бірі – «Оңтүстік Қамыскөл» мұнай кен орнын пайдаланушы, біріккен мұнай өндіретін «Эмбаведьойл» кәсіпорны.

Оңтүстік Қамыскөл аумағын геологиялық, геофизикалық зерттеу 1936 жылы басталып, 1945 жылы сейсмикалық зерттеулер нәтижесінде 19 құрылымдық-іздеу ұңғымалары бұрғыланды. «Казнефтегазразведка» бірлестігінің бөлімшелерінің көмегімен 1957-1960 жылдары 12 терең барлау және 1966 жылы 39 құрылымдық-іздеу ұңғымалары бұрғыланған болатын.

Бұл ұңғымалар кейін жойылып, кен орындарындағы анықталған қосалқы мұнай қорлары баланстан тыс санатқа жіберілді. 1992 жылы «Оңтүстік Қамыскөл» кен орны «Эмбаведьойл» біріккен кәсіпорнына берілді. Кәсіпорын мамандарының кен орнының жағдайын зерттеу нәтижесінде аумақтағы бұрын бұрғыланып, жойылған бес құрылымдық-іздеу ұңғымасының (К-15, К-18, К-47, К-51, К-52), бір бағалау (А-10) және №Г-9 терең барлау ұңғымасының аузынан ақау кеткендігі анықталды. Мұның себебі – бұл ұңғымалардағы өнімдік горизонтты оқшаулау жұмыстары сапасыз жүргізілген.

Біріккен кәсіпорын әрі қарай кен орындарындағы ластану мен ұңғыма ақауларын жою мақсатында арнайы жоспар құрды. Бұл жоспарға сәйкес барлық ұңғыманың сағасы жөнделіп, тереңінде оқшауланған көпірлері қалпына келтіріліп, үстіне цемент құйылды.

Оңтүстік Қамыскөлдегі ұңғымаларды оқшаулау-жою жұмыстары негізінен АҚШ-тың халықаралық даму агенттігімен бірлескен «Ұңғымаларды жою: қолданыстағы тәжірибе» демонстрациялық жобасы аясында жүзеге асырылды. Мұнай ұңғымасын жою бойынша жерден екі метр тереңдікте бағандарда ағаш кедергі орнатылып, түгел цемент ерітіндісі құйылды, жоғарынан жер деңгейінде бағанның үстіне белгі орнатылды. Сондай-ақ, ұңғыма сағасындағы ластанған топырақ тазартылып, аумағы қалпына келтірілді.

Ұңғыманың басында сұйықтықтың ағып кетуіне әкелетін негізгі мәселе, ең алдымен, оқшаулау және жою жұмыстарының сенімділігін қамтамасыз етпейтін нормативтік базаның жетілмегендігі деп санаймыз. Мұнда оқшаулағыш цемент көпірін орнату аса маңызды. Цемент көпірінің қирау себебін анықтап және ғылыми негізде арнайы бекітуші материалдың құрамын анықтау. Яғни ұңғыманы түбегейлі күмәнсіз жоюдың негізін жасаудың мезгілі келді. Ол үшін ғылыми-зерттеу тәжірибелері арқылы арнаулы бекітуші, цементтеуші материалдарын пайдалану бойынша жасалатын ұңғыманы жою технологиясын енгізу қажет.

Мұнай ұңғымаларын жою қауіпсіздігін игеруде, біздің ойымызша, алдыңғы қатарлы саналатын американдықтардың ұңғыма аузын жер бетінен 2 метрге тереңдету әдісін қолданғанымыз жөн. Яғни, бағандар кесіліп, металл қоршаулар алынады, жер беті қалпына

келтіріліп, оны пайдаланушыларға қайтарылады. Осы тәжірибе бойынша кәсіпорын «Гран» кен орнындағы №33 ұңғыманы жойған болатын.

Қазіргі заңға сәйкес, мұнай ұңғымаларын жоюда ұңғыма сағасы мен қоршауларды нөмірлеу және жойылған күнді көрсету міндеттелген.

Енді аталған әдістің артықшылықтарына тоқталайық:

- ұңғыманың аузы жер астында орналасқандықтан, атмосфера әсерінен таттануға ұшырамайды;

- ұңғыма аузы эрозияланбайды;

- жерді құрылыс және ауыл шаруашылығы бағытында пайдалануға мүмкіндік пайда болады;

- су басқан жерлерді жүзбелі мұздардан қорғау қажет болмайды.

Осылайша, цементтеудің заманауи технологиясын пайдалану және нысандардың орналасу координатасын бақылау құралдарын жасап шығару арқылы ұңғымаларды түбегейлі жоюға болады.

Батыс елдерінде бұл әдіс кеңінен қолданыс тапқан және тұрғылықты жерлер мен демалыс орындарына жақын аумақтардағы ұңғымаларды жою үшін жиі пайдаланылады.

Жоғарыда айтылғандардан келесідей қорытынды жасауға болады:

- өздігінен құйылатын ұңғымаларды жою бойынша нормативтік құжаттарды қайта қарау және жаңасын қабылдау. Ол үшін арнайы материалдардың түрлерін жасақтап, оларды өндіруді ретке келтіру;

- жер қойнауын пайдалану келісім шарттарына ұңғымаларды жоюдан болатын ақауларды болдырмау бойынша арнайы заң баптарын енгізу.

Пайдаланылған әдебиет

1. Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и др. скважин за № 63/121 – П от 2.06.1995 г.

2. Совместный демонстрационный проект по очистке нефтяного загрязнения. ЮСАИД, СП «Эмбаведьойл», декабрь 2001 г.

3. Обучающая программа на объекте месторождения «Гран» по «Ликвидации скважины», февраль 2002 г.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАННЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ШИН И КАУЧУКСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ В РФ И ЕС

Е.В. Ганин¹, И.Н. Алферов², Т.А. Некрасова³

¹ФГБОУ ВО Оренбургский государственный университет, г. Оренбург

²ФГБУН Институт экономики Уральского отделения РАН, г.Екатеринбург

³Институт экологических проблем гидросферы, г. Оренбург

В последнее время высокий рост автомобилестроения, а следовательно увеличение производства новых автомобильных шин привел к росту количества каучукосодержащих отходов, в частности изношенных автомобильных шин [1-4]. Проблема переработки изношенных автомобильных шин является общей для всех промышленно развитых стран мира, имеет большое экологическое и экономическое значение. Кроме того, современные экономические реалии диктуют необходимость использования вторичных ресурсов с максимальной эффективностью. По данным ООН в мире ежегодно образуется более 28 млн. тонн отходов в виде изношенных автомобильных шин, из которых около 17 млн. тонн, т.е. более 60%, выбрасывается на свалки. При этом покрышки относятся к самым опасным

отходам: они практически не поддаются биологическому разложению. Ситуация осложняется быстрым ростом автомобильного парка, а следовательно и использованных шин.

Применяемые в настоящее время в мире методы переработки использованных шин, не подлежащих восстановлению, условно можно разделить на дробление, сжигание и растворение. Дробление может осуществляться различными способами: механическое измельчение, криогенное дробление, бародеструкционные способы, озонные технологии, разрушение взрывом и др. Наибольшее распространение получили технологии механического измельчения и криогенные. Термические методы представлены пиролизом и сжиганием шин в цементных печах и специальных энергетических установках с целью получения энергии. В ходе процесса растворения шин также, как при пиролизе, основным продуктом на выходе является топливо. В Российской Федерации объем выбрасываемых шинных отходов доходит до 1,1 миллионов тонн в год и, из которых около 85% не перерабатываются. При этом ежегодно количество вышедших из употребления автопокрышек увеличивается приблизительно на 50-90 млн. шт. [5]. На российском рынке наибольшими темпами растет количество компаний, дробящих шины в крошку. Происходит это потому, что в данном случае продукт переработки проще сбыть или тут же организовать выпуск конечной продукции. Топливо, получаемое в процессе растворения или пиролиза, имеет низкое качество и продать его на свободном рынке практически невозможно.

В Европейском союзе (ЕС) ежегодно выходят из эксплуатации около 3 млн. тонн шин, уровень переработки которых достигает 85%. Большая часть собранных изношенных шин, почти 40% сжигается для получения энергии, несколько меньший объем – 30% вторично перерабатывается. По данным Европейской ассоциации переработчиков автопокрышек в 2016 году в странах ЕС было образовано около 3 млн. тонн использованных автомобильных шин. При этом только 6% от общего объема отходов было отправлено на захоронение. Около 82% шин было переработано: с получением резиновой крошки – 46% (1375 тыс. тонн), с получением энергии – 36% (1289 тыс. тонн). При этом лидерами по количеству образованных отходов являются Германия, Англия, Франция, Италия и Польша. Совокупный объем, приходящийся на данные страны составляет около 2,3 млн тонн.

Таблица 1. Объем отработанных автомобильных шин и каучукосодержащего сырья в странах ЕС.

Страны ЕС	Объем отходов, тыс. тонн
Германия	577
Англия	536
Франция	485
Италия	416
Испания	302
Польша	283

Директива об отходах (1999/31 / ЕС) запретила свалку шин с истекшим сроком службы с июля 2006 года. С тех пор в ЕС было создано несколько систем управления по схеме ответственности производителя за сбор, переработку и восстановление шин с конечным сроком службы. После введения данных мер в течение десятилетия 2000-2010 г.г. каучуковые отходы и гранулы, экспортируемые за пределы ЕС, выросли от 25 000 тонн до 200 000 тонн и, вероятно, будут стремиться к увеличению данной тенденции.

Важно отметить, что европейский рынок активно идет в сторону увеличения доли применения механической технологии переработки: если в 1992 году дробилось всего 4% собранных шин, то в 2008 году — уже 32%, а в 2016 - 46%.

Перед РФ и ЕС давно существует общая проблема найти оптимальный способ переработки отработанных автомобильных шин. Решение состоит не только в экологическом, но и в экономическом аспекте. Главной общей задачей по вовлечению данного типа отходов в дальнейшее использование является увеличение степени переработки резиносодержащих компонентов с целью получения качественного вторичного сырья пригодного в виде готового продукта или добавок.

Исследование выполнено при поддержке совместной программы Германской Службы Академических Обменов (DAAD) и Министерства науки и высшего образования РФ «Михаил Ломоносов» (госзадание № 5.13442.2019/13.2).

Литература

1. Переработка отработанных резинотехнических изделий автопрома / Ганин Е. В., Антимонов С. В., Абдрахманова А. М., Иванова Ю. С. // Нефтегазовое дело, 2017. - Т. 15, № 1. - С. 121-131.

2. Ганин, Е.В. Технология дробления изношенных шин при низких температурах / Е.В.Ганин, С.В.Антимонов, С.Ю.Соловых, А.Ю.Кузьмин // В сборнике: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры материалы Всероссийской научно-методической конференции. – 2018. – С. 1964-1966.

3. Ганин, Е.В. Переработка изношенных автомобильных покрышек с использованием криогенных технологий / Е.В.Ганин, Ю.С.Иванова В сборнике: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры Материалы Всероссийской научно-методической конференции. – 2016. – С. 1091-1094.

4. Пальгунов, П.П., Утилизация промышленных отходов / П.П.Пальгунов, М.В.Сумароков // М.: Стройиздат, 1990. – 352 с.

5. Ганин, Е.В. Исследование процесса измельчения отработанных автомобильных шин / Е.В. Ганин, С.В. Антимонов, Н.Н. Мартынов, Д.В. Мартынова // Нефтегазовое дело. – 2019. Том 17. № 3 – . С. 113-119.

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ (ЧС) КАК УГРОЗА ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЮ, ЭКОНОМИКЕ, СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЕ И ПРИРОДНОЙ СРЕДЕ

К.К. Мухамбетжанова

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

Организационно-правовые нормы в области гражданской защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера определены в Законе Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите». В данной статье даны основные определения ситуациям природного и техногенного характера, промышленной безопасности. Описаны основные принципы гражданской защиты, признаки опасных производственных объектов. Рассмотрены техногенные катастрофы в Прикаспии на скважине номер 37 месторождения Тенгиз, Чернобыле и Арысе.

Ключевые слова: гражданская защита, чрезвычайная ситуация, чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера, опасные производственные факторы, промышленная безопасность, опасные производственные объекты, взрывчатое вещество Генеральная Ассамблея Международной Организации Гражданской Обороны, Всемирный День Гражданской защиты

Табиғи және техногендік сипаттағы төтенше жағдайлардан тұрғындарды және аумақтарды азаматтық қорғау саласындағы ұйымдастырушылық-құқықтық нормалар «Азаматтық қорғаныс туралы» Қазақстан Республикасының 2014 жылғы 11 сәуірдегі № 188-V Заңында айқындалған.

Бұл мақалада табиғи және техногендік жағдайлардың, өнеркәсіптік қауіпсіздіктің негізгі анықтамалары берілген. Азаматтық қорғаудың негізгі қағидалары, қауіпті өндірістік объектілердің белгілері сипатталған. №37 ұңғымасында Теңіз кен орны, Чернобыльдегі және Арыстағы техногендік апаттар қарастырылған.

Түйінді сөздер: азаматтық қорғаныс, төтенше жағдайлар, табиғи және техногендік сипаттағы төтенше жағдайлар, қауіпті өндірістік факторлар, өнеркәсіптік қауіпсіздік, қауіпті өндірістік объектілер, Халықаралық азаматтық қорғаныс ұйымының Бас ассамблеясы, Дүниежүзілік Азаматтық қорғаныс күні

The organizational and legal norms in the field of civil protection of the population and territories from natural and man-made emergencies are defined in the Law of the Republic of Kazakhstan of April 11, 2014 No. 188-V «On Civil Protection». This article provides basic definitions of natural and man-made situations, industrial safety.

Key words: The basic principles of civil protection, signs of hazardous production facilities are described. Technogenic disasters in the Caspian Sea at well number 37 of the Tengiz, Chernobyl and Arys fields are considered.

Гражданская защита – общегосударственный комплекс мероприятий, проводимых в мирное и военное время, направленных на предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, организацию и ведение гражданской обороны, оказание экстренной медицинской и психологической помощи населению, находящемуся в зоне чрезвычайной ситуации, включающий в себя мероприятия по обеспечению пожарной и промышленной безопасности, формированию, хранению и использованию государственного материального резерва.

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, пожара, вредного воздействия опасных производственных факторов,

опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, вред здоровью людей или окружающей среде, значительный материальный ущерб и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации природного характера – чрезвычайные ситуации, сложившиеся в результате опасных природных явлений (геофизического, геологического, метеорологического, агрометеорологического, гидрогеологического опасного явления), природных пожаров, эпидемий, поражения сельскохозяйственных растений и лесов болезнями и вредителями.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера – чрезвычайные ситуации, вызванные вредным воздействием опасных производственных факторов, транспортными и другими авариями, пожарами (взрывами), авариями с выбросами (угрозой выброса) сильнодействующих ядовитых, радиоактивных и биологически опасных веществ, внезапным обрушением зданий и сооружений, прорывами плотин, авариями на электроэнергетических и коммуникационных системах жизнеобеспечения, очистных сооружениях;

Основными принципами гражданской защиты являются:

1) организация системы гражданской защиты по территориально-отраслевому принципу;

2) минимизация угроз и ущерба гражданам и обществу от чрезвычайных ситуаций;

3) постоянная готовность сил и средств гражданской защиты к оперативному реагированию на чрезвычайные ситуации, гражданской обороне и проведению аварийно-спасательных и неотложных работ;

4) гласность и информирование населения и организаций о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, принятых мерах по их предупреждению и ликвидации, включая ликвидацию их последствий;

5) оправданный риск и обеспечение безопасности при проведении аварийно-спасательных и неотложных работ.

Информация населению о чрезвычайных ситуациях передается через систему оповещения гражданской защиты и средства массовой информации.

Промышленная безопасность – состояние защищенности физических и юридических лиц, окружающей среды от вредного воздействия опасных производственных факторов;

Промышленная безопасность обеспечивается путем:

1) установления и выполнения требований промышленной безопасности, являющихся обязательными, за исключением случаев, установленных законодательством Республики Казахстан;

2) допуска к применению на опасных производственных объектах технологий, технических устройств, материалов, соответствующих требованиям промышленной безопасности;

3) допуска к применению на территории Республики Казахстан опасных технических устройств, соответствующих требованиям промышленной безопасности;

4) декларирования промышленной безопасности опасного производственного объекта;

5) государственного надзора, а также производственного контроля в области промышленной безопасности;

6) экспертизы промышленной безопасности;

7) аттестации юридических лиц на право проведения работ в области промышленной безопасности;

8) мониторинга промышленной безопасности;

9) обслуживания опасных производственных объектов профессиональными аварийно-спасательными службами или формированиями.

Признаками опасных производственных объектов являются:

производство, использование, переработка, образование, хранение, транспортировка, уничтожение хотя бы одного из следующих опасных веществ:

источника ионизирующего излучения;

воспламеняющегося вещества – газа, который при нормальном давлении и в смеси с воздухом становится воспламеняющимся и температура кипения которого при нормальном давлении составляет 20 градусов Цельсия или ниже;

взрывчатого вещества – вещества, которое при определенных видах внешнего воздействия способно на быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;

горючего вещества – жидкости, газа, способных самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

окисляющего вещества – вещества, поддерживающего горение, вызывающего воспламенение и (или) способствующего воспламенению других веществ в результате окислительно-восстановительной экзотермической реакции;

токсичного вещества – вещества, способного при воздействии на живые организмы приводить к их гибели

Комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются консультативно-совещательными органами в государственной системе гражданской защиты и создаются в целях выработки предложений по формированию и проведению единой государственной политики в сфере гражданской защиты.

Производственные предприятия попадают под большой список документов, в которых представлены требования на создание комфортных условий для работников. Один из таких документов – правила пожарной безопасности на предприятии. К сожалению, не все собственники придают ему особое значение, что часто приводит к трагическим ситуациям. А ведь пожарная безопасность – это гарантия, что с людьми ничего не случится, при условии, что надо все требования и правила этого документа соблюдать.

Тридцать четыре года назад в Прикаспии на скважине номер 37 месторождения Тенгиз произошла техногенная катастрофа, поставившая под угрозу весь регион, и о которой в те годы не сообщали. Западная часть Казахстана могла быть стерта с лица земли. Тенгизскую аварию, которую героическими усилиями пожарных и противофонтанщиков удалось ликвидировать лишь через год, можно поставить в один ряд с такими катастрофами, как разрушительный сель в урочище Медео в 1973 году и Чернобыльская трагедия 1986 года.

В годы советской власти о катастрофах подобного уровня молчали. За этим следили все соответствующие органы — ЦК КПСС, местные партийные органы, КГБ. Спустя десятилетия участники ликвидации самого крупного и не имевшего аналогов фонтана в истории Советского Союза, да и в мировой практике, рассказывают, с какими невероятными сложностями они тогда столкнулись. Подступить к огромному огненному факелу и заглушить его было невозможно - земля буквально горела под ногами, спецодежда пожарных и противофонтанщиков воспламенялась. Экологии был нанесен огромный ущерб. На яркий огонь летели и сгорали тысячи и тысячи птиц. В окружающую среду вылетели гигантские объемы черного золота и газа с сероводородом, отравляя вокруг все живое.

Июнь 1985 года. Тенгиз. Нефтяники, геофизики, буровики со всего Советского Союза работают над тем, чтобы выполнить глобальную программу по бурению, испытанию и исследованию глубоких подсолевых скважин, и в результате получить большую нефть. Большие силы брошены для скорейшего выполнения поставленной задачи. Разведочная скважина №37 Тенгиз Балыкшинского УРБ производственного объединения «Эмбанефть» была заложена для уточнения геологического строения структуры и оценки запасов нефти в подсолевых отложениях Тенгизского месторождения. Специалисты работали при аномально высоком пластовом давлении, большом содержании сероводорода.

23 июня 1985 года бурение проходило в штатном режиме, никаких отклонений от технологического регламента не наблюдалось, - рассказывает Вячеслав Любин, работавший в те годы начальником отдела пожарной охраны Гурьевской области и руководивший штабом пожаротушения скважины №37 Тенгиз. - В 14 часов 20 минут при бурении последних двух метров на глубине 4467 метров начались сложности, произошло поглощение бурового раствора. Последующие попытки решить проблему оказались безуспешны. 25 июня в 15 часов 30 минут неуправляемый фонтан из нефти и газа высотой более двухсот метров воспламенился. Еще через 12 минут от высокой температуры металлические конструкции буровой вышки деформировались, и буровая вышка упала.

Для разработки мероприятий по ликвидации открытого фонтана был создан Штаб, в который вошли представители различных служб во главе с первым заместителем министра нефтяной промышленности СССР В. Игровским. Первоначально пожарным службам надо было обеспечить работу противofонтанщиков по изучению состояния устья скважины и очистке его от металлоконструкций. Штаб разместили в привезенном вагончике. Навес и другой вагон использовали для отдыха личного состава и размещения резервного снаряжения и пожарно-технического снаряжения. Пришлось строить водовод длиной 13 километров, искусственные водоемы.

Внушительный факел продолжал освещать казахстанскую степь днем и ночью. Усилия противofонтанных служб и пожарных, съехавшихся со всего Советского Союза, поначалу не приносили результатов. В Штабе пришли к выводу — традиционными методами и техническими средствами из-за высокой концентрации токсических компонентов и огромного запаса нефти ликвидировать фонтан сложно. В то время отечественная практика борьбы с фонтанами не располагала опытом работы в аналогичных условиях.

Впервые в отечественной практике в условиях тепловой радиации при большом содержании в нефти высокотоксичных газов была разработана и внедрена система дистанционного наведения запорной арматуры и герметизации устья горящего фонтана.

Полное глушение фонтана было завершено через 400 дней после аварии — 27 июля 1986 года.

Чернобыльская катастрофа - авария на четвертом реакторе чернобыльской АЭС в 1:23 ночи 26 апреля 1986 года. Чернобыльская атомная электростанция (АЭС) имени В. И. Ленина расположена в городе Припять, недалеко от центра Чернобыль, практически на стыке Украины, Белоруссии и России. Именно поэтому эти 3 союзных республики пострадали от аварии больше всего.

Авария на Чернобыльской АЭС стала крупнейшей техногенной катастрофой в истории 20 века. Даже во время трагедии на японской «Фукусиме», которая пострадала в результате землетрясения и цунами, в результате чего реакторы АЭС дали трещины, уровень радиации, по мнению специалистов, ниже Чернобыльского.

В ночь с 25 на 26 апреля планировалось проведение эксперимента на четвёртом энергоблоке чернобыльской атомной электростанции. Суть эксперимента была в том, чтобы снизить мощность энергоблока с 3200 мегаватт (номинальная мощность блока) до 700 мегаватт. Именно из-за проведения данного эксперимента и случилась авария. Сама суть эксперимента заключалась в обеспечении дальнейшей безопасности использования. В этом нет ничего особенного, поскольку эксперименты проводятся всегда и на любых предприятиях. Другое дело, что любые эксперименты на объектах такой важности должны проходить под строгим контролем и при полном сохранении регламента. В данном случае это обеспечено не было. В этом и есть причина чернобыльской аварии.

Чернобыльская авария - это два взрыва, в результате которых был полностью разрушен четвёртый энергоблок. Сама авария длилась несколько секунд, но привела к кошмарным последствиям и крупнейшей технологической катастрофе своего времени. Через 4 минуты после взрыва местная пожарная команда под руководством лейтенанта

Правика начала тушить пожар на крыше реактора. Были вызваны дополнительные пожарные команды из области и из Киева. К 4 часам утра пожар был локализован. Примечательно, что до 03:30 26 апреля о высоком уровне радиации никто не знал. Причина – имелось 2 прибора, работающих на 1000 рентген в час. Один вышел из строя, а второй из-за взрыва оказался недоступным. К концу 26 апреля началась йодная профилактика города Припять. 27 апреля было принято решение эвакуировать жителей города Припять. Всего было эвакуировано порядка 50 тысяч человек. Разумеется, им никто не говорил о причинах. Сказали только, что это на 2-3 дня, поэтому ничего с собой брать не нужно.

Самый важный вопрос – почему эвакуация началась через 1,5 дня после чернобыльской аварии, а не раньше? Дело в том, что руководство СССР было не готово в чрезвычайной ситуации. Но главная претензия здесь не том, что эвакуировали людей только вечером 27 апреля, а в том, что утром 26 апреля, когда было известно о высоком уровне радиации, никто не предупредил население города об этом. Фактически 26 июня 1986 года для города Припять был обычным днем, а 27 апреля началась экстренная эвакуация.

Если представить, что вся площадь поражения от чернобыльской катастрофы это 100%, то распределение радиоактивности было примерно следующим: Россия – 30%, Белоруссия – 23%, Украина – 19%, Финляндия – 5%, Швеция – 4,5%, Норвегия – 3,1%, Австрия – 2,5%.

Опасности катастрофы тогда не совсем и представляли. Сегодня согласно исследованиям, земля вокруг ЧАЭС станет чистой только через 240 тысяч лет. Тогда, сразу после взрыва погиб 31 человек. Однако и сегодня сказываются последствия той трагедии. Участникам ликвидации Чернобыльской аварии требуется постоянная медицинская помощь. Да и глядя правде в глаза, нужно признать, что представить статистику о скончавшихся от вызванных радиацией онкологических заболеваний – не представляется возможным. О долгосрочном влиянии радиации на организм и сегодня ведут дискуссии ученые всего мира.

Тогда зловещее слово радиация внушало страх всем жителям тогдашнего СССР, тревогу била Европа, так как туда направилось радиоактивное облако. На ликвидацию аварии были привлечены 600 тысяч человек.

Современных технологий и роботов, помогающих в ликвидации аварии, тогда еще не было на службе у человечества, которое сделало ставку на атомную энергетику.

Авария расценивается как крупнейшая в своём роде за всю историю **атомной энергетики**, как по предполагаемому количеству погибших и пострадавших от её последствий людей, так и по экономическому ущербу. 134 человека из числа ликвидаторов перенесли острую лучевую болезнь той или иной степени тяжести. Более 115 тысяч человек из 30-километровой зоны были эвакуированы. Для ликвидации последствий были мобилизованы значительные ресурсы, более 600 тысяч человек участвовали в ликвидации последствий аварии.

Ещё 19 смертей с 1987 по 2004 год предположительно можно отнести к её прямым последствиям. Высокие дозы облучения людей, в основном из числа аварийных работников и ликвидаторов, послужили или могут послужить причиной четырёх тысяч дополнительных смертей от отдалённых последствий облучения.

Облако, образовавшееся от горящего реактора, разнесло различные радиоактивные материалы, прежде всего радионуклиды йода и цезия, по большей части Европы. Наибольшие выпадения отмечались на территориях вблизи реактора, относящихся теперь к Республике Беларусь, Российской Федерации и Украине.

24 июня в 9.20 утра на пульт противопожарной службы поступило сообщение о взрыве в складском помещении с последующим возгоранием на территории воинской части города Арысь Туркестанской области. Начали взрываться боеприпасы, была объявлена чрезвычайная ситуация. В городе проживают 45 тысяч человек, всех жителей эвакуировали. Три человека погибли: один гражданский и два военнослужащих. В ночь после взрыва на

место ЧП выехал Касым-Жомарт Токаев. Он встретился с жителями города, провел ночное совещание, а также навещил пострадавших.

Арыс основан в 1900 году как станция на железнодорожной линии Оренбург - Ташкент. На здании железнодорожного вокзала, построенного в 1901-1904 годах, до сих пор сохранились вензеля императора Николая II.

К сожалению, о городке становится слышно только после крупных ЧП. Одно из таких произошло в марте 2009 года. Как было написано выше, старые боеприпасы было необходимо утилизировать. ТОО «Казарсенал» как раз занималась этим делом. Но из-за грубейших нарушений правил техники безопасности произошло сразу три взрыва, в результате которых погибли трое человек и еще 17 получили ожоги.

26 июня 2014 года тут же произошел еще один взрыв на модуле по выемке пороха в «Казахвзрывпром». Опять-таки из-за техники безопасности. Погибли двое работников, и еще один получил ожоги и травмы. По некоторым данным, «Казахвзрывпром» это и есть бывший ТОО «Казарсенал».

К слову, в 2013 году был пожар, повлекший за собой череду взрывов боеприпасов на полигоне Отар. В этом ЧП также фигурировало предприятие «Казахвзрывпрома».

В ноябре 2015 о городке Арысь снова заговорили. Во время уничтожения отходов утилизации произошла детонация взрывчатых веществ на подрывном поле ТОО «Казтехнологии». Тогда погиб один человек.

И вот 24 июня 2019 года история повторилась. Взрыв произошел утром в 7.40. На заводе «КазАрсенал» взорвался порох, однако возгорания не последовало, сообщили в областном ДЧС. На место выехала следственная группа, в составе которой представители КНБ и Министерства обороны.

Ударной волной были повреждены близлежащие здания. Всё население города, свыше 40 тысяч человек, было эвакуировано. Погибло три человека, было госпитализировано 89 человек. Улицы Арыси напоминали прифронтовой город. Жители в спешке начали собирать вещи и убежать. Для эвакуации были созданы специальные штабы и подготовлены места в больницах. На данный момент за медпомощью обратились 11 человек. На место прибыл министр обороны РК генерал-майор Нурлан Ермекбаев.

Взрыв в Арыси послужил своеобразным детонатором ситуации. Теперь все предприятия, так или иначе работающие с боеприпасами, будут подвергнуты строгой ревизии.

- Инцидент в Арыси показывает, что именно в этой сфере у нас есть ряд нарушений норм безопасности, - считает Нурпеисов. - Параллельно следственно-оперативной группой недавно создана аналогичная группа из числа работников прокуратуры, военной контрразведки и КНБ. На днях подписан совместный приказ по проведению проверок соблюдения законодательства в сфере хранения, ликвидации и переработки высвобождаемых боеприпасов и спецсредств. Будут проверяться не только филиалы АО «Казарсенал». Мы утвердили перечень предприятий, воинских частей и учреждений, работающих в данной сфере. Первые итоги проверки будут подведены в июне. В октябре работа будет завершена.

При расследовании правоохранительными органами, отрабатывались все возможные версии: это человеческий фактор, нарушение правил противопожарной безопасности, халатность, технические причины, возможность умышленного поджога или диверсии.

С его слов, в ходе очистки прилегающих к Арыси территорий, военнослужащие произвели дезинфекцию. В частности, в местах, где обнаружены павшие животные, эта территория составляет порядка 6,2 тысяч квадратных метров.

28 июня жители начали возвращаться в свои дома.

Министр экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан Мағзум Мирзағалиев провел брифинг по экологическому состоянию в Арыси. Он проинформировал о результатах круглосуточных лабораторных исследований в Арыси. По его информации, исследования радиационного фона, воздуха, воды и почвы в городе

проводились министерством с момента произошедшей чрезвычайной ситуации. Министерством экологии по всем ключевым направлениям было взято свыше 100 проб по всему городу Арысь. Сообщается, что при проведении инструментальных испытаний проб атмосферного воздуха превышений установленных норм предельно допустимых концентраций согласно гигиеническим нормативам загрязняющих веществ для населенных мест не обнаружено, радиационная обстановка в городе стабильная. «Мощность эквивалентной дозы гамма- и рентгеновского излучения, плотность потока альфа-частиц излучения, плотность потока бета-частиц излучения в норме. Инструментальные замеры проводились на приборах: дозиметр-радиометр «ДКС-96» и дозиметр микропроцессорный ДКГ - РМ1203М», - проинформировал глава министерства. Кроме того, сообщается, что в результате химических анализов поверхностных вод реки Арысь и проб почвы города наличие загрязняющих веществ установлено не было. Он также отметил, что все исследования проводились на современном оборудовании, прошедшем аккредитацию весной этого года. Заместитель министра обороны Тимур Дандыбаев объяснил, почему облако, возникшее после взрывов в Арыси, было похоже на ядерный гриб, передает корреспондент Tengrinews.kz. «Это обычный результат взрыва. Не обязательно (чтобы произошел - прим.) ядерный взрыв. Он похож на гриб, потому что был большой пороховой заряд, - сказал Тимур Дандыбаев на пресс-конференции в СЦК. Заместитель министра еще раз подчеркнул, что на складе не было ядерных боеприпасов.

По словам руководителя областного управления информатизации, оказания государственных услуг и архивов Елнура Утебаева управлением проводится работа по оцифровке города Арыс.

В настоящее время создана 3D-карта города, разделенная на 17 секторов. На карте нанесены все жилые дома, на которой можно увидеть актуальную информацию о владельце имущества и количестве прописанных граждан. Более того, выявлены дома, которые не были учтены в городском кадастре. В связи с этим, аким области поручил сделать документы для всех жильцов.

Стоит отметить, что эта карта связана с оказываемой помощью пострадавшим в результате ЧС. В частности, каждому дому будут привязаны дефектовочные акты, согласно которым можно будет увидеть ход восстановления разрушенных домов, вывоз мусора, распределение гуманитарной помощи, в том числе среди социально-уязвимых слоев населения.

Жители получать возможность следить в онлайн режиме за ходом исполнения работ, а при выявлении проблем передавать их в систему, указав место либо дом, а также загружать информацию по объекту.

Также, в ходе совещания стало известно, что жителям города бесплатно восстановят удостоверения личности, утерянные в ходе эвакуации населения.

Денежные средства в фонд «Туркестан» в помощь пострадавшим жителям Арыси также направляют неравнодушные граждане из разных стран. От них на счёт поступили 105 тысяч 049 рублей 25 копеек и 7 тысяч 810 долларов.

Как сообщил Калкаманов, на сегодня жители из разных регионов сумели собрать более 519 тонн гуманитарной помощи, из них 493 тонн распределены среди местных жителей. В настоящее время на складах хранится около 30 тонн гуманитарных грузов. Помощь продолжает поступать.

Взрывы снарядов продолжались более суток, город подвергся «бомбардировке» осколков снарядов, а также неразорвавшихся боеприпасов.

Совершенно незнакомые люди помогали деньгами, приходили обычные студенты. Чувствовалась сплоченность и массовая поддержка. Кто-то детей забирал к себе. Одну женщину с 10-дневным ребенком доставили в эвакуационный пункт, ее забрали в дом рядом живущие люди. Очень много волонтеров, привозили воду, холодильники, еду. В штабах недостатка в еде не было.

В городе в эти дни проходило Единое национальное тестирование (ЕНТ). Представители Министерства образования, направленные в город Арысь для проведения ЕНТ в составе 12 человек, в момент взрыва проводили работу в местном пункте тестирования. После взрыва началась суматоха. Все начали хаотично убегать из города. Три человека из этой группы отделились от других в толпе. Это были Утенова Б.Е., Нуржуманова Ж.М., Доскеева Ш.А. Они направились вместе с основной массой людей за город. По дороге они остановили легковую машину и попросили довезти до ближайшей возвышенности (среди населения пошел слух о затоплении города водой из водохранилища). По пути они встретили беременную женщину. С ней была и местная акушерка. Выяснилось что у женщины начались схватки. По дороге в селе Акжар они зашли в первый случайно попавший дом и начали готовиться принимать роды (в селе не оказалось роддома). Представители министерства Утенова Б.Е., Нуржуманова Ж.М., Доскеева Ш.А. помогли женщине принять роды в домашних условиях. Родилась девочка! Утенова Балбупе Есенжановна (Доцент Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева) сама отрезала пуповину ребенку и стала в такой ситуации неожиданно «Кіндікшеше»! Далее вызвали скорую помощь, но ввиду сложившихся обстоятельств (пробки, суматоха и т.д.) скорая смогла доехать только через час. Кстати, роженицу зовут Кенже, 1996 года рождения. Оказалось, у нее это второй ребенок. Утенова Б.Е., Нуржуманова Ж.М., Доскеева Ш.А. сообщили ее мужу о том, что он дважды стал отцом и поехали дальше. В такой ситуации, когда все люди убегали и пытались спастись, Утенова Б.Е., Нуржуманова Ж.М., Доскеева Ш.А., забыв об опасности, не забыли о человеческом долге и помогли появлению новой Жизни в такой сложный час! В этой короткой командировке Утенова Б.Е., Нуржуманова Ж.М., Доскеева Ш.А. не только обеспечили прозрачность тестирования как представители МОН РК, но и оставались ЧЕЛОВЕКОМ в сложной ситуации, где надо было выбирать между собственной безопасностью и возможностью спасти чужую жизнь! Кстати, у сотрудницы филиала НЦТ МОН РК в г.Арысь Тансауле Куандыковой у самой 7 детей. Она сама с трудом нашла своих двоих детей, которые были в это время в детском саду, отвезла их к родственникам и дальше пошла искать коллег из МОН РК. Всех нашла, собрала, покормила, довезла до города Шымкент.

Министр образования и науки Республики Казахстан Асхат Канатович Аймагамбетов наградил благодарственными письмами сотрудниц ведомства, проводивших в г.Арысь Единое национальное тестирование (ЕНТ), которые во время эвакуации из-за взрывов помогли принять роды у женщины. Доцент АУНГ *Утенова Балбупе Есенжановна* также награждена Почетной грамотой МОН РК.

В соответствии с Резолюцией Генеральной Ассамблеи Международной Организации Гражданской Обороны ежегодно 1 марта отмечается Всемирный День Гражданской защиты. Так, в 2019 году Гражданская оборона в Республике отмечает свое 87-летие.

Каждый год Всемирный день Гражданской защиты отмечается под определенным девизом. В текущем году была тема: «Гражданская защита и снижение риска бедствий в контексте устойчивого развития». Управлениями Гражданской обороны в областях разработан целый комплекс мероприятий, который будет проведен в подведомственных и структурных подразделениях Департамента по ЧС.

Это и интерактивные уроки, «дни открытых дверей» в пожарных частях и спасательных подразделениях с демонстрацией аварийно-спасательной техники, а также встречи и выступления сотрудников ЧС на предприятиях и объектов хозяйствования. Руководством Комитета по чрезвычайным ситуациям МВД 4 февраля 2019 года утвержден План мероприятий по подготовке и проведению Всемирного дня Гражданской обороны, в рамках которого в целом по стране объявлен Месячник Гражданской обороны и запланирован комплекс мероприятий, направленных на пропаганду знаний о гражданской обороне и привлечение внимания общества к важным задачам, которые выполняются

службами гражданской защиты. Огромное внимание будет уделено подрастающему поколению. В учебных заведениях состоятся открытые и интерактивные уроки, объектовые и эвакуационные тренировки по сигналу «Внимание всем!», на базе оперативных-спасательных отрядов Комитета по ЧС МВД РК будут организованы и проведены дни открытых дверей.

Так, в настоящее время Комитетом по ЧС в целях привлечения внимания современного общества к важным задачам, которые выполняются национальными службами гражданской защиты и непосредственного их участия в мероприятиях гражданской защиты разработана Дорожная карта «Комплекс мер по вовлечению гражданского населения в мероприятия по подготовке органов управления и сил гражданской защиты на 2019-2021 годы».

В наше время, когда ежедневно происходят различные природные и техногенные происшествя и угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, проведение подобных мероприятий очень актуально. Оно дает возможность обучить население правилам поведения в той или иной критической ситуации, проверить знания и умения специалистов в области безопасности жизнедеятельности, проверить планы применения сил и средств и их эффективность на практике, позволяет выявить проблемные вопросы, обсудить перспективы развития данного направления совместно с местными исполнительными органами. Кроме того, в целях привития знаний и навыков действий в чрезвычайных ситуациях разрабатываются различные планы мероприятий.

Литература

1. Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК О гражданской защите.
2. <http://pricom.kz/obshhestvo/tengizskaya-svecha.html>
3. <https://istoriarusi.ru/cccp/chernobilskaya-avariya-26-aprelya-1986.html>
4. http://actualcomment.ru/chernobylskie_uroki.html
5. https://tengrinews.kz/kazakhstan_news/radiatsionnyiy-fon-proverili-v-aryisi-372521/
http://atrmgu.kz/docent_aung_nagrazhdena_pochetnoj_gramotoj_mon_rk.html

СОВРЕМЕННАЯ ИННОВАЦИОННАЯ ЛБР-ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- ¹Е.В. Левин, ¹Р.Ф. Сагитов, ²В.Д. Баширов, ³Е.У.Арстаналиев, ³Л.Х. Галиева, ⁴З.Р. Ахмадиева, ⁴Е.А. Цыркаева, ⁵А.М. Балгынова, ⁵Мерекекызы Ардак
- ¹ООО «Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем», г. Оренбург, Россия
- ²ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург, Россия
- ³Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Республика Казахстан
- ⁴Кумертауский филиал ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», г. Кумертау, Республика Башкортостан
- ⁵Актюбинский Региональный Государственный Университет им. К. Жубанова, г. Актюбинск, Республика Казахстан

Эффективность использования природных ресурсов и степень деградации окружающей среды являются одними из главных проблем общества в третьем тысячелетии. В настоящее время, как в нашей стране, так и в большинстве стран мира считается общепризнанным, что проблема рационального использования природных ресурсов и

предотвращение загрязнения окружающей среды, а, следовательно, и проблема устойчивого развития современной цивилизации, обеспечивающей удовлетворение потребностей общества, но ставящей под угрозу будущие поколения, может быть решена на основе новых подходов к организации и функционированию промышленных производств и экономической системы в целом.

Ключевые слова: сточные воды, комплекс очистки сточных вод, иловый осадок, поляризованные материалы, УФ-обеззараживатели, тонкослойные отстойники, обезвоживание, аппаратный тип технологического процесса.

Актуальность предложенной технологии заключается в том, что добыча нефти, освоение и эксплуатация нефтегазовых месторождений неизбежно сопровождается образованием жидких отходов бурения, освоения и капитального ремонта скважин (отработанных буровых растворов, буровых сточных вод, отработанных технологических жидкостей) и жидких отходов первичной подготовки нефти (пластовой, подтоварной воды, нефтесодержащих эмульсий).

Реализация предлагаемой технологии позволит достичь следующих целей:

1. Снижение отрицательной экологической нагрузки на объекты природной среды при освоении и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

2. Сокращение использования природной воды на бурение, освоение и ремонт скважин путем повторного использования очищенной воды.

3. Повышение производительности и эффективности обезвреживания жидких отходов бурения, отходов освоения и капитального ремонта скважин, отходов первичной подготовки нефти с учетом положительного передового опыта производства подобных работ.

Сырьем для очистных сооружений являются жидкие отходы бурения, освоения и капитального ремонта скважин, добычи и первичной подготовки углеводородного сырья, в том числе отработанные буровые растворы, буровые сточные воды, пластовая вода, нефтесодержащие эмульсии и другие подобные им отработанные технологические жидкости, физико-химические показатели которых соответствуют данным таблицы 1.

Таблица 1 – Допустимое значение показателей технологических жидкостей до очистки

Нормируемый показатель	Допустимое значение до очистки, мг/л
Взвешенные вещества	10000
Нефтепродукты	500
ХПК	5000
БПК	2500

Для очистки производственных сточных вод выбрана следующая технологическая схема очистки.

Сточные воды проходят следующие стадии: механическая очистка (напорные электрокоагуляторы, первичные отстойники с тонкослойными модулями), блок биологической очистки (биореакторы с анаэробной зоной очистки, биореакторы с аэробной зоной очистки), коагуляция и осаждение ила во вторичных отстойниках, доочистка (электромагнитные фильтры, фильтры механической и сорбционной очистки), обработка осадков механическим обезвоживанием.

Сточные воды с завода поступают в резервуар-усреднитель, расположенный около здания очистных сооружений. Затем из резервуара-усреднителя стоки подаются погружными насосами по напорному трубопроводу на очистные сооружения в электрокоагуляторы.

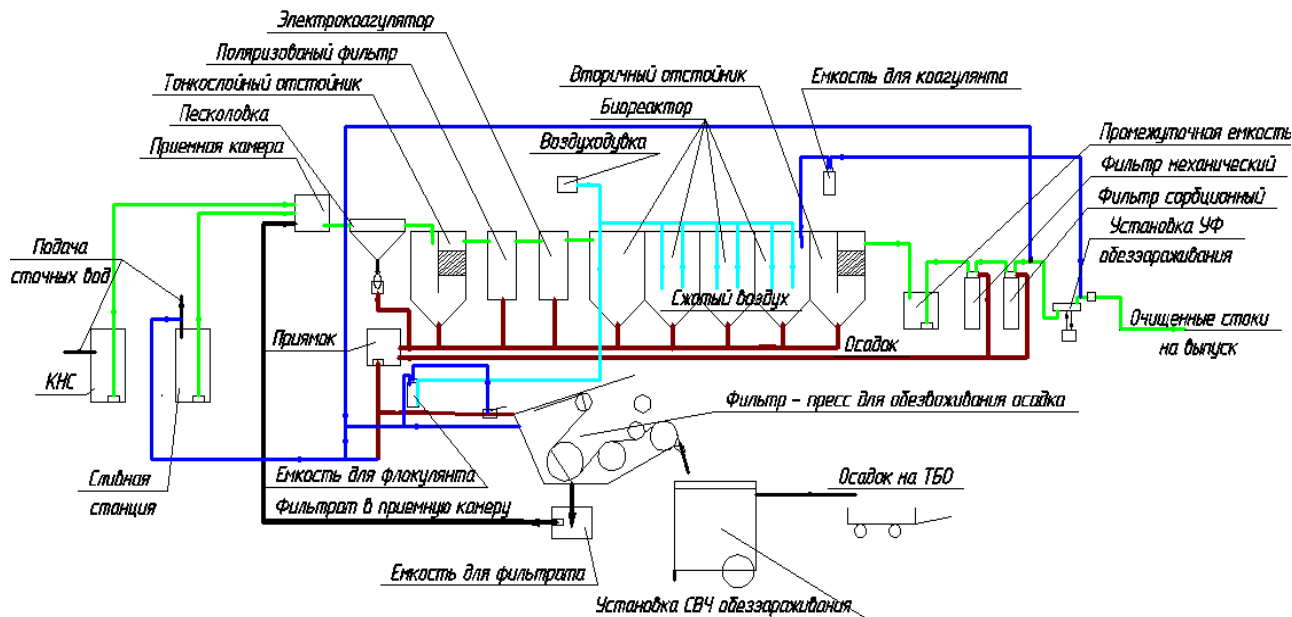


Рис. 1 – Технологическая схема очистки сточных вод

Электрокоагулятор предназначен для безреагентной коагуляции загрязнителей при очистке воды. Электрокоагуляция является безреагентным методом очистки воды, обеспечивающим эффективное удаление органики, железа и других сопутствующих загрязнений (происходит снижение БПК, ХПК) за счет анодного окисления и катодного восстановления с образованием нерастворимых в воде соединений, выпадающих в осадок в отстойниках.

Электрообработка совмещает в себе химическую и электрохимическую коагуляцию, деструкцию под действием постоянного тока.

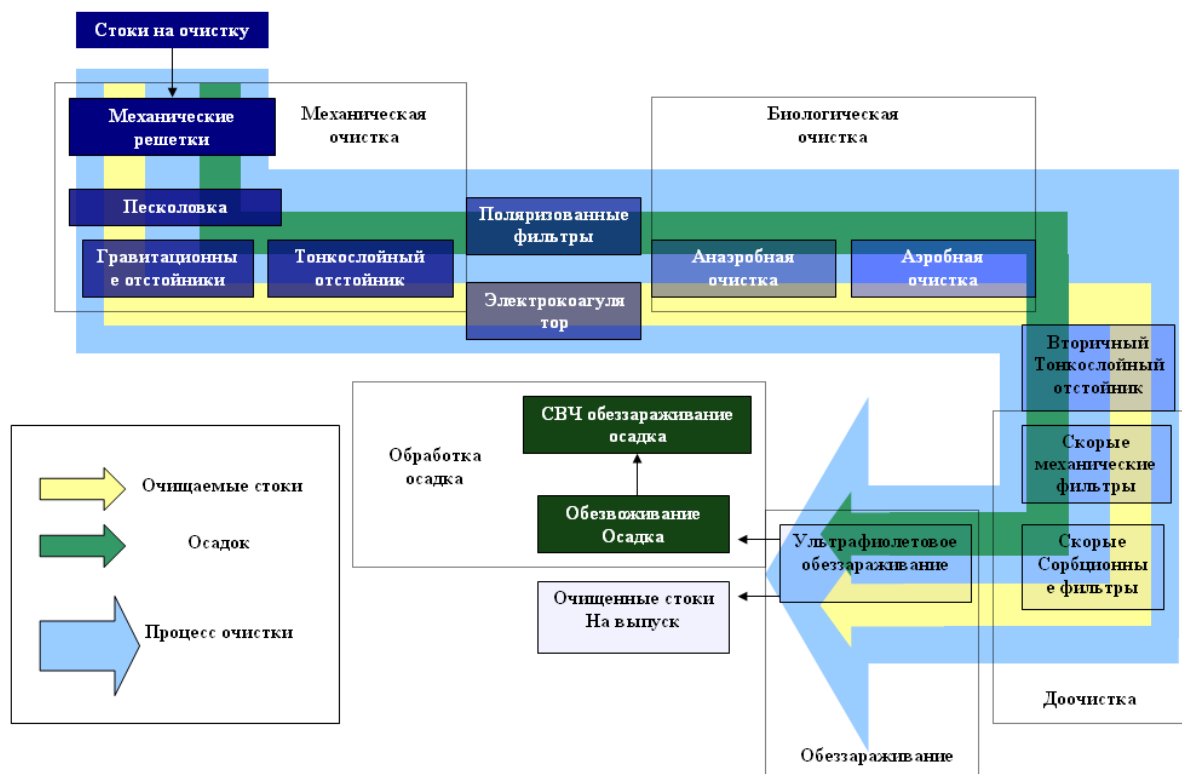


Рис. 2 – Процессорная схема

Процесс электролитической очистки воды протекает через стадии:

- электрохимического взаимодействия веществ на поверхности электродов и протекающих при этом окислительно-восстановительных процессов;
- превращения веществ в нерастворимые соединения и формирования в воде дисперсных фаз. Кроме того, происходит сорбция ионов и молекул растворенных примесей, а также эмульгированных в воде примесей на поверхности гидроокисей алюминия, которые обладают значительной сорбционной способностью, особенно в момент образования.

Металл анода под действием постоянного тока ионизируется и переходит в очищаемую воду. Образующиеся в воде гидроокисиды алюминия коагулируют дисперсную систему.

Электрокоагулятор представляет собой блок электродов из алюминиевого сплава, помещенный в закрытый корпус и подсоединенный к выпрямителю тока. Электрокоагулятор компактен и прост в эксплуатации.

На трубопроводе входа воды в электрокоагулятор устанавливаются мембранные датчики для определения pH поступающих стоков, соединенные с цифровыми насосами-дозаторами с функцией контроля pH. Нейтрализация стоков происходит в автоматическом режиме до норм ПДК. Нейтрализация производится растворами соляной кислоты или едкого натра, хранящимися в пластиковых емкостях.

Из электрокоагулятора обработанные стоки подаются в первичный отстойник с тонкослойным модулем.

Образующаяся в электрокоагуляторе пена гасится пеногасителем, откуда скоагулированная пена поступает в приямок для осадка по трубопроводам осадка.



Рис. 3 – Биореактор с автоматизированной системой сброса осадка

Первичные отстойники выполнены из полимерного материала и находятся в едином блоке емкостей биологической очистки в корпусах, идентичных технологическим резервуарам-биореакторам (Рисунок 3), служат для осаждения нерастворенных и частично коллоидных загрязнений преимущественно органического происхождения. В процессе отстаивания происходит оседание взвешенных частиц. Отстаивание является самым простым, наименее энергоемким и наиболее экономичным методом выделения из сточных вод механических примесей с плотностью, отличной от плотности воды. Относительная простота отстойных сооружений обуславливает их широкое применение на различных стадиях очистки сточной воды и обработки образующихся осадков. Более мелкие взвешенные частицы и коллоидные загрязнения отделяются при прохождении сточной воды через тонкослойные модули, установленные в отстойниках (Патенты на изобретение

№ 2398611, №2406556). Их разделительная способность, особенно при выделении тонкодисперсных примесей, во много раз выше. Целесообразность применения тонкослойных отстойников основывается на том, что уменьшение высоты потока при сохранении той же скорости движения пропорционально уменьшает время отстаивания. Разделение высоты потока на более мелкие отрезки одновременно увеличивает площадь отстаивания и снижает удельную нагрузку на нее по взвеси. Эффект отстаивания составляет 40-60 % при продолжительности отстаивания 1,5-2 часа. Осадок за счет гидростатического давления из конической части отстойников по трубопроводу поступает в приямок для осадка.

Первичные отстойники механической очистки сточных вод являются предварительной стадией перед биологической очисткой. При механической очистке сточных вод эффект снижения взвешенных веществ составляет 40-60 %, что приводит также к снижению величины БПК на 20-40 %.

Далее стоки из первичных отстойников самотеком поступают в биореактор (Рисунок 3).

Каждый биореактор, работающий параллельно, состоит из 4-6 (в зависимости от параметров очищаемой воды) конусообразных сообщающихся резервуаров, разделенных вертикальными переливными перегородками и выполненных из полимерного материала (Рисунок 4, а,б). Технологические резервуары оборудованы автоматизированной системой сброса осадка.



а)

б)

Рис. 4– Многорядное расположение биореакторов

Очищенные стоки сначала поступают в анаэробную зону биореактора, в которой происходит деструкция трудноокисляемой органики на бионосителе с иммобилизованными и свободноплавающими микроорганизмами. Затем происходит очистка стоков в аэробной зоне биореактора (аэротенках). Кроме того, в анаэробной зоне биореактора происходят процессы нитрификации и сульфатредукции, в результате чего соединения аммония окисляются до нитратов, а сульфаты до элементарной серы.

В аэротенках-биореакторах медленно движется смесь активного ила и очищаемой сточной жидкости. Смесь сточной жидкости с активным илом аэрируется на всем протяжении аэротенков через систему воздухоподводящих труб и микропузырчатых титановых аэраторов для окисления органики и насыщения воды кислородом (Рисунок 5), необходимым для жизнеобеспечения микроорганизмов и удаления газообразных продуктов распада. Подача воздуха осуществляется при помощи воздуходувных компрессоров. Компрессоры комплектуются с основными принадлежностями, необходимыми для безаварийной эксплуатации. Работа компрессоров полностью автоматизирована. При непредвиденном отключении рабочего компрессора предусмотрено автоматическое включение резервного агрегата.



Рис. 5 – Микропузырчатый титановый аэратор

С целью интенсификации работы очистных сооружений использована система аэрации с применением пневматических аэраторов (Рисунок 5) из спеченных порошков титана. Основным преимуществом аэраторов из пористого металла по сравнению с фильтросными плитами и трубчатыми аэраторами является меньшее удельное сопротивление (в 3-4 раза) при меньшем размере пор (следовательно, при меньшем размере пузырьков – до 150 мкм), что позволяет уменьшить подачу воздуха на 30-50 % сократив, тем самым удельные энергозатраты на аэрацию, не ухудшая качества очистки.

Каждая емкость биореактора разделена перегородками на две секции. В каждой секции размещены кассеты с бионосителем БПС – 140-60 (Рисунок 6) (Патент на изобретение № 2369564).

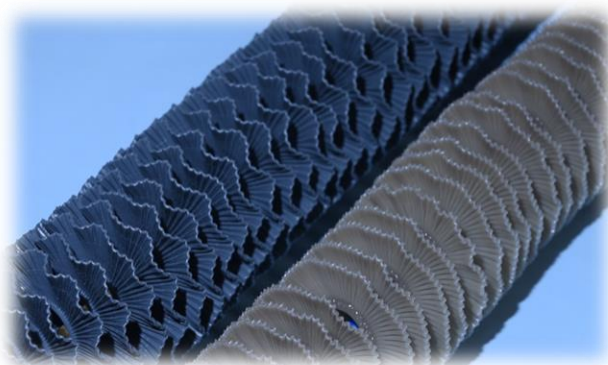


Рис. 6 – Плоскоспиральный бионоситель

Важной отличительной особенностью сооружений (КОСВ) является использование биотехнологий с иммобилизованным на инертном бионосителе (загрузке) активным илом. Бионоситель имеет пространственную спиралевидную конструкцию и изготавливается из полимерных материалов, достоинством которых является малый удельный вес, химическая стойкость, высокая удельная поверхность. Благодаря шероховатой структуре загрузка хорошо удерживает биопленку, которая не выносится из сооружения при залповых поступлениях сточных вод и других неблагоприятных условиях. Это позволяет создавать и поддерживать в биореакторах стабильные высокие концентрации микроорганизмов-деструкторов, повышает устойчивость системы к неравномерному режиму подачи стоков на очистку и неоднородности их качественного состава.

Методы интенсификации работы аэротенка, применение бионосителей для образования на них иммобилизированной формы микроорганизмов, а также применение тонкослойных блоков в отстойниках сертифицированы и защищены патентом.

В результате биологической очистки получается вода прозрачная, не загнивающая, содержащая растворенный кислород и нитраты. Сооружения биологической очистки обеспечивают снижение показателей загрязнений по взвешенным веществам и по БПК.

Для более полного удаления соединений фосфора и осаждения ила во вторичном отстойнике предусмотрена подача раствора коагулянта полиоксихлорида алюминия. Для приготовления раствора коагулянта предусмотрен блок приготовления и дозирования реагентов, состоящий из пластиковых баков для приготовления и хранения раствора коагулянта и насосов-дозаторов для подачи раствора. Вода для приготовления раствора коагулянта доставляется в баки по трубопроводу очищенной воды. Подача раствора коагулянта осуществляется в биореактор перед вторичным отстойником.

Очищенная вода поступает самотеком во вторичные отстойники с тонкослойными модулями. Во вторичном отстойнике происходит осаждение отработанного ила.

После вторичного отстойника очищенные сточные воды самотеком поступают в промежуточные емкости, откуда погружным насосом подаются в блок доочистки на фильтры механической, электромагнитной и сорбционной очистки, работающие в автоматическом режиме (Рисунок 7, 8).

Фильтрующая система механической очистки состоит из:

- колонны из стекловолокна или нержавеющей стали;
- дистрибьютерной (дренажно-распределительной) системы;
- загрузки (кварцевый песок);
- гравийной подложки;
- автоматического блока управления.



Рис.7– Фильтр из стеклопластика



Рис.8 – Фильтр из нержавеющей стали

В процессе работы фильтров фильтрующий материал загрязняется. Для отмывки фильтрующего материала от загрязнений и восстановления его свойств проводится автоматическая промывка.

Промывная вода по трубопроводу возвращается в резервуар-усреднитель совместно с фильтратом. После завершения промывки фильтр автоматически переводится в рабочий режим.

Пройдя очистку на электромагнитных фильтрах, стоки самотеком поступают на фильтры сорбционной очистки. Фильтры сорбционной очистки по конструкции и по принципу работы аналогичны фильтрам механической очистки, только в качестве фильтрующей загрузки в фильтрах сорбционной очистки используют активированный уголь.

Очищенные сточные воды проходят через счетчик-расходомер и направляются на выпуск.

В процессе отстаивания сточных вод в отстойниках образуются большие массы осадков, способных к загниванию, поэтому осадки необходимо подвергать дальнейшей обработке. Для обезвоживания осадка после первичных, вторичных отстойников и биореактора используется ленточный фильтр-пресс.

Осадок из первичных и вторичных отстойников и биореактора по трубопроводу ила за счет гидростатического давления поступает в приямок для осадка. Из приямка осадок погружным насосом подается в блок обезвоживания осадка (ленточный фильтр пресс со сгустителем).

В сгуститель совместно с осадком подается раствор флокулянта «ВПК-402», раствор которого хранится в пластиковой емкости и подается насосом-дозатором. После обеззараживания, обезвоженный и обеззараженный осадок выгружается на прицеп самосвальный герметичный (Рисунок 9) и вывозится на полигон ТБО. Обезвоженный осадок относится к четвертому классу опасности.



Рис. 9 – Самосвальный бункер-прицеп для обезвоженного осадка

На случай поломки фильтр-пресса предусмотрена возможность вывоза сырого осадка ассенизационными машинами на дальнейшую переработку.

Контроль технологического процесса в части формирования микрофлоры осуществляется по оригинальной методике, описанной в авторской монографии Соловых Г.Н., Левин Е.В., Пастухова Г.В. Биотехнологическое направление в решении экологических проблем. Екатеринбург, УрО РАН, 2003 г.

Таблица 2 - Удельный расход материалов

Ресурс	Ед. изм.	Расход, Ед.изм./1м3	Стоимость, Руб./Ед.изм.	Расход, Руб./1м3
Электроэнергия	кВт	0,4	5	2
Коагулянт Аква-Аурат 30	кг	0,01	80	0,8
Флокулянт ВПК-402	кг	0,000015	1000	0,015
Препарат "Бингсти"	л	0,00016	4500	0,72
Гравий для фильтров	кг	0,0012	41	0,0492
Активированный уголь	кг	0,0057	87	0,4959
Кварцевый песок	кг	0,0097	11	0,1067
Лампы УФ-установок	шт.	0,00014	12000	1,68
Мешки для сушки песка	шт.	0,0014	500	0,7
Масло для воздуходувок	л	0,0000078	350	0,00273
Итого:				6,56953

Вывод: ЛБР-технология может быть рекомендована для очистки ГСВ средних (4 – 10 тыс. м3/сут) и больших (10 – 40 тыс. м3/сут) по крупности объектов и любых категорий водных объектов при условии адаптации процесса под конкретные входные параметры – степень загрязненности поступающих на очистку ГСВ, категория водного объекта и другие значимые показатели. Для более крупных очистных сооружений необходимо для каждого конкретного объекта производить сравнение технико-экономического обоснования использования указанной технологии с подобными показателями других рекомендованных для таких источников справочником ИТС технологических решений, так как в соответствии с задачами, заложенными в справочнике ИТС 10-2015, перед строительством и реконструкцией на стадии выбора технологии для очистки ГСВ необходимо учитывать экономические показатели рассматриваемых вариантов.

Очистка ГСВ на средних и больших ОС по ЛБР-технологии позволяет сформировать приемлемую цену оборудования и низкие эксплуатационные затраты - в 4-5 раз меньше по сравнению с широко используемыми в настоящее время устаревшими технологиями, что позволяет рассматривать ЛБР-технологию как основу для инвестиционного способа освоения сферы очистки сточных вод. Это достигается благодаря применению в системах аэрации новых микропузырчатых титановых аэраторов, новых бионосителей, автоматизированного технологического процесса, а также полимерных технологических резервуаров высокой прочности. Форма резервуаров, применяемых в указанной технологии, разработана с учетом эксплуатационных характеристик и удобства перевозки, благодаря чему расходы на транспортировку резервуаров при возведении объектов сокращаются в 6 раз.

Литература

1. Анализ современных тенденций в сфере переработки нефтесодержащих отходов. Баширов В.Д., Султанов Н.З., Сагитов Р.Ф., Касимов Р.Н., Кабанов А.О. Горные науки и технологии. 2014. № 1. С. 65.
2. Решение проблемы очистки сточных вод при использовании аппаратного типа технологического процесса/ Левин Е.В., Шабанова С.В., Сагитов Р.Ф., Солопова В. А., Алямов И. Д.// Известия Оренбургского государственного аграрного университета, 2015 - № 1 (51), с. 55 – 57.

3. АППАРАТНЫЙ ТИП ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРИ ОЧИСТКЕ СТОЧНЫХ ВОД Левин Е.В., Сагитов Р.Ф., Буракаева А.Д., Шабанова С.В. Экология и промышленность России. 2015. №2. С. 8-12

4. Термическое воздействие как способ подготовки выбуренных пород к утилизации Гамм Т.А., Гамм А.А., Шабанова С.В., Сагитов Р.Ф., Алямов И.Д., Арстаналиев Е.У., Имангалиева Г.Е., Галиева Л.Х. Экология и промышленность России. 2016. Т. 20. № 5. С. 22-26.

5. Рост и развитие растений при рекультивации нефтезагрязнённых почв с использованием сточных вод. Гамм Т.А., Шабанова С.В., Гамм А.А., Сагитов Р.Ф. Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2016. № 1 (57). С. 127-129.

6. Информационно-технический справочник по НДТ «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения централизованных систем водоотведения поселений, городских округов» ИТС 10-2015.

УДК 631.4:550.4

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЧВ РОССИЙСКОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

В.В. Дьяченко

Новороссийский политехнический институт (филиал) ФГБОУ ВО КубГТУ,
г. Новороссийск, Россия

В статье рассмотрены результаты ландшафтно-геохимических исследований юга РФ и Российской части Прикаспийской низменности 2010-2017 гг. Проведенный картографический, физико-географический и ландшафтно-геохимический анализ природной и техногенной дифференциации биогенных почв Прикаспийской низменности (Калмыкия, Дагестан, Волгоградская и Астраханская области) позволил установить основные эколого-геохимические закономерности антропогенной трансформации природных систем. Сделан вывод, что в данном регионе процессы опустынивания, но не солончакового, а сопровождаемого дефляцией почв способствуют снижению концентраций микроэлементов ввиду снижения сорбционной емкости почв, а выращивание сельскохозяйственной продукции приводит к повышению концентраций большинства химических элементов, за счет привноса с удобрениями и химикатами, что несколько ослабляется в орошаемых ландшафтах, за счет вымывания. По уровню фоновых концентраций относительно кларков большинство микроэлементов выделяется повышенными содержаниями, как и почвы других регионов юга России. Оценка фонового распределения микроэлементов в почвах относительно нормированных санитарно-гигиенических величин показывает, что все ландшафты существенно превышают ПДК по содержанию Cu, Zn, Sn, Cr, Ni. Отдельные ландшафты не удовлетворяют требованиям ПДК по концентрации Pb.

Ключевые слова: микроэлементы, почвы, загрязнение, геохимические ландшафты, картографирование

Территория и недра Прикаспийской низменности являются важнейшим объектом эксплуатации всех направлений нефте-газовой отрасли – разведки, добычи, очистки, хранения, переработки, транспортировки углеводородов и тд. В тоже время ландшафты региона очень неустойчивы и уязвимы к техногенному воздействию. В результате исследований, проведенных в Российской части Прикаспийской низменности в 2010-2017 гг. установлены факторы географической и техногенной дифференциации ландшафтов региона, выявлены наиболее экологически уязвимые, загрязненные и деградирующие

районы. Во время полевых работ выполнены около 3000 км маршрутов и взято более 2000 проб почв и почвообразующих пород. На основе обобщения новых и ранее полученных материалов сформирована база данных и произведен расчет фоновых и аномальных параметров распределения химических элементов в почвах ландшафтов региона, а также установлены региональные кларки [1]. Все это позволило выявить основные геохимические закономерности географической дифференциации и отклик природных систем на различные виды природопользования, оценить состояние ландшафтов региона и создать предпосылки для разработки пространственно-временной модели его эколого-геохимического преобразования, что послужит научной основой оптимизации природопользования.

Проведенный картографический, физико-географический и ландшафтно-геохимический анализ природной и техногенной дифференциации биогеоценозов и почв Прикаспийской низменности (Калмыкия, Дагестан, Волгоградская и Астраханская области) позволил установить основные закономерности антропогенной и климатически обусловленной трансформации природных систем и сделать следующие выводы.

1. Из 234 ландшафтов, выделенных на юге РФ в целом [2, 3] в Прикаспийской низменности обнаружены 65.

2. Дифференцированный, вариационно-статистический анализ распределения микроэлементов (795 проб) почв ландшафтов, отличающихся только одним таксономическим фактором и результаты обобщения 2 классификационного уровня, свидетельствуют, что основные ландшафтно-геохимические факторы – опустынивание, дефляция, осолодение приводят к снижению валового содержания микроэлементов в почвах. Это характерно для подавляющего большинства химических элементов. В случае с опустыниванием исключением является Bi и As , по-разному ведут себя Cr и Sr . В случае с дефляцией исключением являются As , Ba , Sr . Осолодение (доминирование Na над Ca в ППК почвы) влияет слабее и приводит к снижению концентраций только 9 элементов, а исключением является – Ag . Концентрации остальных химических элементов меняются слабо и незакономерно.

3. Техногенез, представленный богарным и поливным земледелием способствует росту концентраций микроэлементов в почвах (повышенные концентрации 12 микроэлементов из 21 рассмотренных), что не типично для большей части юга России [4]. Особенно интенсивно (более 10%) и однозначно (во всех ландшафтах) увеличивается содержание Cu , Zn , Pb , Ag , Bi , W , Ti . Более низкие концентрации некоторых микроэлементов в почвах орошаемых ландшафтах обусловлены «легким» грансоставом и выносом из верхнего почвенного горизонта с оросительными водами. Об этом свидетельствует и наиболее низкая в регионе концентрация самого подвижного Sr .

4. Доминирующие в регионе пастбища на типичных и опустыненных степях выделяются усредненным или пониженным содержанием химических элементов. По уровню концентраций микроэлементов этим ландшафтам близки ныне заповедные ландшафты «Черных земель», в недалеком прошлом прошедших стадию опустынивания вследствие пастбищной дигрессии.

5. Самыми низкими концентрациями практически всех микроэлементов выделяются почвы лесотехнических ландшафтов высаженных в 70-80-е годы. Их состояние очень плохое и приживаемость деревьев (средняя высота 3-5 м) менее 50 %. Может это связано с тем, что в процессе высадки деревьев грунты подверглись механической обработке и легче поддаются дефляции. С другой стороны площадь таких ландшафтов незначительна и они охарактеризованы всего лишь 3 пробами, что не внушает доверия.

6. Природные, интразональные ландшафты региона – болота, луга, леса в пойме и дельте Волги выделяются контрастным распределением химических элементов. Здесь обнаружены пониженные концентрации Pb , Zn , Ag , Mo , Bi , Cr , Ge . В лесах - повышенное содержание P , обусловленное наивысшей биомассой среди рассмотренных ландшафтов; в болотах повышенное содержание Mn и Sr , что связано с насыщенностью грунтов остатками

растительности, восстановительной обстановкой, а также более высоким содержанием солей, ввиду приморского размещения болот.

7. По степени дифференциации средних содержаний в почвах ландшафтов региона химические элементы образуют следующий ряд – Ag (в 2,5 раза) > Sr (2,3) > Ba (2,2) > Pb, Mo, Ge (2) > Zn (1,9) > Co (1,8) > W, Mn, Cr (1,75) > V, P (1,7) > Ni, Ga (1,5) > Cu, Sn, Li (1,4) > Ti (1,3). Невысокая степень дифференциации по большинству микроэлементов является результатом ландшафтного однообразия и низкой биологической продуктивности большей части территории, за исключением поймы и дельты Волги, а также сравнительно недавними трансгрессиями Каспийского моря (3 и 10 тыс. лет назад), высокой интенсивностью ветровой эрозии, усиливаемой пастбищной дигрессией, неоднократно приводящих к омоложению почв.

По уровню фоновых концентраций относительно кларков почв мира (таблица) большинство химических элементов выделяется повышенными содержаниями, как и почвы других регионов юга России [5-7]. Особенно - в 1,5-3 раза выше, величин взятых для сравнения по А.П. Виноградову Cu, Zn, Pb, Mo, Co, Li. Пониженными концентрациями в почвах региона выделяются Ga, Sn, Cr, Sr. В сравнении с почвами юга РФ, рассматриваемый регион выделяется повышенными содержаниями W, Ni, Cr и пониженными концентрациями Ba, Mn, Sr.

Таблица - Сравнение среднего содержания химических элементов в почвах Российской части Прикаспийской низменности с кларками почв мира, региона и ПДК

Элемент	Показатели					
	ПДК	Кларки	Региональные кларки почв Юга России [1]	Почвы Прикаспийской низменности		
				Среднее значение	Минимальное значение	Максимальное значение
Cu	3,3	2,0	4,96	5,2	5,0	6,7
Zn	5,5	5,0	10,3	10,4	9,4	19,6
Pb	3,2	1,0	3,33	3,1	3,0	6,4
Ag		0,0n	0,010	0,010	0,008	0,020
Sn	0,45	1,0	0,54	0,52	0,41	0,65
Mo		0,2	0,30	0,28	0,24	0,72
W		—	0,21	0,26	0,23	0,36
Ba		50	68	61	54	79
Co		0,8	1,99	2,02	1,72	2,63
Ni	2,0	4,0	4,79	5,18	4,93	8,17
Mn	150	85	86	72	63	107
Ti		460	510	523	517	722
V	15,0	10,0	12,9	13,5	12,0	20,2
Cr	10,0	20,0	11,4	13,4	10,9	29,9
Ga		3,0	1,85	1,90	1,87	2,13
Ge		0, n	0,20	0,20	0,12	0,23
P		80	90	87	72	167
Li		3,0	5,56	5,69	4,71	10,15
Sr		30,0	20,1	17,9	15,0	65,5

Оценка фонового распределения микроэлементов в почвах региона относительно нормированных санитарно-гигиенических величин показывает, что все ландшафты существенно превышают ПДК по содержанию Cu, Zn, Sn, Cr, Ni, что нормально для почв

юга России [8, 9]. Отдельные ландшафты не удовлетворяют требованиям ПДК по концентрации Pb. Практически все ландшафты находятся в пределах санитарно-гигиенических норм по концентрации Mn и V.

Из проведенного анализа природных и техногенных ландшафтов можно сделать вывод, что в данном регионе процессы опустынивания, но не солончакового, а сопровождаемого дефляцией почв способствуют снижению концентраций химических элементов ввиду снижения сорбционной емкости почв, а выращивание сельскохозяйственной продукции приводит к повышению концентраций большинства химических элементов, за счет привноса с удобрениями и химикатами, что несколько ослабляется в орошаемых ландшафтах, за счет вымывания и выноса с урожаем.

По результатам вариационно-статистической обработки с использованием известных критериев [10] произведено выделение аномалий микроэлементов в почвах региона с учетом трех уровней контрастности (A1, A3, A9). Исходя из анализа количества аномальных проб и степени их контрастности можно сделать вывод о том, что по степени загрязнения почв региона химические элементы образуют следующий ряд: Zn>V>Mn>Cr>Cu>Ni>Sn>Pb. Таким образом, из рассмотренных микроэлементов почвы региона в большей степени загрязнены Zn, а в наименьшей степени Pb.

Аномалии микроэлементов рассеяны по всему региону, но, в основном, «привязаны» к асфальтированным дорогам с интенсивным движением и крупным населенным пунктам. Такое распределение аномалий надо признать закономерным, поскольку другие факторы техногенного воздействия, кроме выпаса скота, очень слабы. Учитывая, что точки опробования располагались не ближе 50 м от шоссе и 0,5 км от населенного пункта, а лесополосы повсеместно отсутствуют, следует признать фактор автомобильного загрязнения решающим. Аномалии формируются, несмотря на легкий грансостав почв и интенсивную ветровую деятельность. В пользу данного предположения свидетельствует и самый масштабный аномальный участок, выделенный в регионе, с центром в г. Элиста и вытянутый на юг (шоссе на Минводы), на север (шоссе на Волгоград) и северо-запад (шоссе на Ростов-на-Дону). Значительно меньше проявились загрязнением почв шоссе на восток (Астрахань) и юго-запад (Ставрополь), а также вдоль шоссе Астрахань - Волгоград. В результате транспортного загрязнения [11], во всем регионе наблюдается повышение уровня тяжелых металлов в почвах [12]. Связать выявленные аномальные точки с Астраханским газоконденсатным месторождением, в данной сети опробования, не представляется возможным.

В результате исследований разработаны принципы и создана база для внедрения региональных показателей экологического нормирования химических элементов в почвах и определения предельно допустимых нагрузок на экосистемной основе (учитывающей природные особенности геохимической дифференциации региона). Основой экосистемного нормирования, его структурной единицей являются геохимические модели ландшафтов региональной размерности. Новые подходы к оценке состояния окружающей среды и построенная на их основе система мониторинга могут быть использованы природоохранными службами для снижения экологических рисков и повышения эффективности их деятельности в области охраны окружающей среды.

В целом, материалы, полученные в ходе выполнения исследований, создают предпосылки для мониторинга и разработки прогноза техногенной и климатически обусловленной трансформации природных систем в пространстве и времени. Все это имеет как прикладное, так и общетеоретическое значение для оценки процессов миграции вещества и разработки концепции современной эволюции почв и ландшафтов в условиях усиления глобального изменения климата и антропогенного прессинга.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 19-45-230009

Литература

1. Дьяченко В.В., Матасова И.Ю. Региональные кларки химических элементов в почвах юга европейской части России // Почвоведение, № 10, 2016. С. 1159-1166.
2. Дьяченко В.В., Матасова И.Ю. Ландшафтно-геохимическая дифференциация юга России // Геохимия ландшафтов (к 100-летию А.И. Перельмана). Доклады Всероссийской научной конференции. Москва, 18-20 октября 2016 г., М.: Географический факультет МГУ, 2016. – 32 Мб.
3. Дьяченко В.В., Матасова И.Ю., Дьяченко Л.Г. Картографирование геохимических ландшафтов юга России (аспекты практического использования) // География и природные ресурсы. 2019. № 3. С. 16–25
4. Дьяченко В.В., Казаров О.М., Лаганин С.В. Сельское хозяйство Краснодарского края как фактор экологической опасности в регионе // Безопасность жизнедеятельности. 2003. № 9. С 8-11.
5. Дьяченко В.В. Региональные ландшафтно-геохимические исследования горной части Северного Кавказа // Экология: Опыт. Проблемы. Поиск. Новороссийск. 1991. С. 96-100.
6. Дьяченко В.В. Основные закономерности формирования геохимического спектра почв Северного Кавказа // Изв. вузов. Сев. - Кавк. регион. Естеств. науки. 2001. № 3. С. 86-88.
7. Дьяченко В.В. Региональные проблемы техносферной безопасности Северного Кавказа // Безопасность жизнедеятельности. 2003. № 2. С 32-37.
8. Дьяченко В.В. Разработка региональных и локальных показателей состояния почв для экологического нормирования на ландшафтно-геохимической основе // Экологические системы и приборы. 2001. № 8. С 3-6.
9. Дьяченко В.В., Ляшенко Е.А., Бургонский Д.Ю. Проблемы эколого-геохимического нормирования почв юга России // Безопасность в техносфере. Москва. № 6. 2008. С. 28-36
10. Дьяченко В.В., Дьяченко Л.Г., Девисилов В.А. Науки о земле: Уч. / Под ред. Девисилова В.А. - М.:НИЦ ИНФРА-М, 2019 - 345 с.
11. Воробьев А.Е., Сарбаев В.И., Дьяченко В.В., Шилкова О.С. Транспортные магистрали как источник загрязнения окружающей среды – М.: МГИУ. 2000 – 52 с.
12. Дьяченко В.В., Матасова И.Ю. Загрязнение и динамика микроэлементов в почвах юга России // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. Москва. № 4. 2015 С. 324-332.

УДК 504.064

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

М.Ю. Прахова¹, Т.И. Якимчик²

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, РФ¹
Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.», г. Аксай, РК²

E-mail Prakhovamarina@yandex.ru¹

Правительство Республики Казахстан уделяет большое внимание соблюдению предприятиями республики экологических норм. Особенно это относится к нефтегазовому сектору. В статье проанализирована экологическая политика, проводимая при эксплуатации одного из крупнейших в мире нефтегазоконденсатных месторождений – Карачаганакского.

Компания-оператор месторождения постоянно анализирует экологические риски производства и уменьшает их, во-первых, за счет внедрения инновационных технологий, а во-вторых, разработки и внедрения современных автоматизированных систем экологического мониторинга. Такая система в режиме реального времени проводит мониторинг четырех наиболее опасных компонентов, выброс которых может произойти в атмосферу: диоксида серы SO_2 , сероводорода H_2S , оксидов азота NO , NO_2 , NO_x , монооксида углерода (CO). Данные о содержании перечисленных загрязняющих веществ в воздухе со станций экологического мониторинга автоматически передаются на центральную станцию, собираются и хранятся в базе данных на сервере ЦСМ.

Ключевые слова: экологический мониторинг, автоматический контроль выбросов, экологические риски, нефтегазоконденсатное месторождение,

Карачаганакское месторождение, открытое в 1979 году (промышленное освоение началось в 1984 г.) и расположенное в северо-западной части Казахстана, является одним из крупнейших в мире нефтегазоконденсатных месторождений. Оператор месторождения – Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО), эксплуатирующая его совместно с такими материнскими компаниями, как «Эни», «Шелл», «Шеврон», «Лукойл» и НК «КазМунайГаз» [1].

На месторождении добываются и перерабатываются стабилизированные и нестабилизированные жидкие углеводороды, сырой газ и топливный газ. Большая часть углеводородов, добываемых на Карачаганакском месторождении, отправляется на экспорт.

Технологический комплекс месторождения представляет собой фонд добывающих и нагнетательных скважин, установки комплексной подготовки газа, перерабатывающий комплекс, соединенные сетью внутривидовых трубопроводов, и вспомогательные объекты. Естественно, что такой технически сложный и опасный объект требует повышенного внимания к охране окружающей среды, правильного управления производственными рисками путем внедрения эффективных мер контроля, упреждающих или максимально снижающих негативное воздействие на окружающую среду.

Необходимо отметить, что нефтегазовые компании всегда являются объектом пристального внимания со стороны государства по целому ряду причин, одной из которых является частое несоответствие законодательным требованиям в области экологии. В 2010 году компания «Эрнст энд Янг» провела исследование, связанное с анализом различных рисков нефтегазовой отрасли [2]. Были рассмотрены десять основных рисков, относящихся к финансовым, стратегическим, операционным рискам и рискам несоответствия различным законодательным требованиям. Это исследование показало, что риски, связанные с изменением климата и экологическими проблемами, занимают пятую позицию. Несмотря на то, что дебаты по поводу изменения климата, в частности глобального потепления на планете в результате выброса в атмосферу парниковых газов, продолжаются по сей день, правительства ряда стран уже приняты определенные меры нормативно-законодательного характера, непосредственно затрагивающие интересы участников нефтегазовой отрасли [3]. Так, странами Европейского Союза определен ряд природоохранных целей и стандартов, согласно которым, помимо прочего, планируется сократить выбросы диоксида углерода (CO_2) как минимум на 20 % к 2020 году. В США обсуждается возможность внесения дополнений в законодательство, непосредственно затрагивающих интересы нефтегазовых компаний и предполагающих, в частности, принятие мер по повышению техники безопасности и ужесточению требований в области соблюдения норм природоохранного законодательства. В дальнейшем серьезная обеспокоенность мирового сообщества по поводу состояния окружающей среды будет по-прежнему оказывать влияние на процесс принятия компаниями данной отрасли решений, касающихся стратегического и технологического развития.

В свою очередь, компания КПО обязана соблюдать как казахстанское законодательство, так и соответствующее международное законодательство, применимое в

странах регистрации ее материнских компаний, в целях уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду, снижения уровня её загрязнения, а также обеспечения охраны окружающей среды и экологической безопасности.

Меры по предотвращению и уменьшению воздействия на окружающую среду текущих производственных работ внедряются согласно требованиям Окончательного соглашения о разделе продукции (ОСРП) и законодательству РК, а также правилам и процедурам, предусмотренным системой управления КПО в области охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды в рамках интегрированной системы менеджмента, сертифицированной на соответствие международным стандартам ISO 14001 [4] и ISO 50001 [5].

Для этого в КПО постоянно осуществляется целый комплекс мероприятий по двум направлениям. Первое – это внедрение технологических и технических инноваций, призванных уменьшить или исключить нежелательное воздействие производственного комплекса на окружающую среду. Второе направление – создание и внедрение системы экологического мониторинга, обеспечением и поддержкой которой занимается служба экологического мониторинга. Основные направления ее деятельности – контроль за отжигами, промышленными выбросами и экологический мониторинг.

В рамках первого направления за последние несколько лет был реализован ряд инициатив, направленных на усовершенствование технологических процессов на всех стадиях добычи и подготовки газа, что соответственно привело к снижению экологических рисков.

Так, например, были внедрены такие инновационные решения в бурении, представляющие лучшие мировые технологии, как многоствольные скважины; испытания и очистка скважин без проведения отжигов; пакеры для необсаженного ствола скважины и регулируемые глубинные штуцеры; система интеллектуального заканчивания скважин.

Далее, на месторождении используется обратная закачка в пласт сырого газа. Эта инновационная система обратной закачки сырого газа (с содержанием сероводорода 4 %) под высоким давлением до 550 бар позволяет возвращать газ в коллектор в качестве альтернативы сжиганию или переработке этого газа по месту добычи. Это также помогает рационально управлять коллектором, поддерживать в нем необходимое давление и, тем самым, снижать риски при добыче и эффективно продлевать эксплуатационный срок службы месторождения. Эта система доказала свою высокую эффективность в плане увеличения объемов добычи углеводородов и оказалась экономически выгодной.

Одним из успешных достижений в области обеспечения целостности и безопасности трубопроводов, что также влияет на экологическую безопасность, можно назвать внедрение уникальной системы защиты трубопроводов от незаконных врезок, установленной на трубопроводах системы Карачаганак-Атырау. Эта технология подразумевает использование волоконно-оптического кабеля связи для обнаружения колебаний грунта в непосредственной близости от трубопровода.

Для минимизации вынужденного простоя технологических установок из-за проведения планово-предупредительных ремонтов и обязательных проверок оборудования в КПО разработаны и внедрены две отдельные базы данных по коррозии и проводимым инспекциям оборудования. В программное обеспечение включены алгоритмы рисков, и оно помогает оценивать скорость развития коррозии, отслеживать аномалии и определять периодичность проверок с учетом фактора риска.

Кроме этого, внедрение передовых методик неразрушающего контроля, таких как ультразвуковая дефектоскопия дальнего радиуса действия с использованием технологии «направленной волны», сократило количество земляных работ на трубопроводах и позволило избежать снятия изоляции с технологических трубопроводов.

Второе направление – всесторонний мониторинг окружающей среды в соответствии с программой производственного экологического контроля (ПЭК).

В рамках этой программы для оценки потенциального воздействия

производственной деятельности на окружающую среду проводятся наблюдения как за эмиссиями в окружающую среду (выбросы, сбросы сточных вод, переработка и размещение отходов), так и за качеством компонентов окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва).

Программой ПЭК установлены места отбора проб и проведения замеров, перечень определяемых компонентов и периодичность мониторинга.

Производственный экологический мониторинг проводится на всех объектах месторождения, на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ), в близлежащих населенных пунктах и вдоль трассы [6].

Для повышения качества мониторинга экологической ситуации на Карачаганакском месторождении в режиме реального времени по требованию правительства РК была разработана и успешно внедрена автоматизированная система экологического мониторинга (АСЭМ). Она предназначена:

- для измерения качества воздуха в реальном времени;
- своевременной и достоверной передачи данных об экологической обстановке на всей территории месторождения;
- анализа информации, необходимой для принятия как экологических, так и технологически значимых решений;
- оповещения о превышении допустимого уровня какого-либо газа.

Структурная схема АСЭМ приведена на рис. 1. Она может быть условно разделена на следующие блоки:

- станция экологического мониторинга;
- центральная станция мониторинга;
- станция аварийного оповещения;
- система связи и передача данных;
- информационный центр обработки данных.

АСЭМ состоит из 18 автоматических стационарных станций экологического мониторинга (СЭМ), расположенных на основных объектах месторождения (КПК, обеих УКПГ) и по периметру санитарно-защитной зоны. Каждая СЭМ (рис. 2) состоит из пробоотборной системы, аналитического оборудования, метеорологического комплекса, системы обогрева/охлаждения, системы резервного электропитания, системы приема-передачи данных, охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

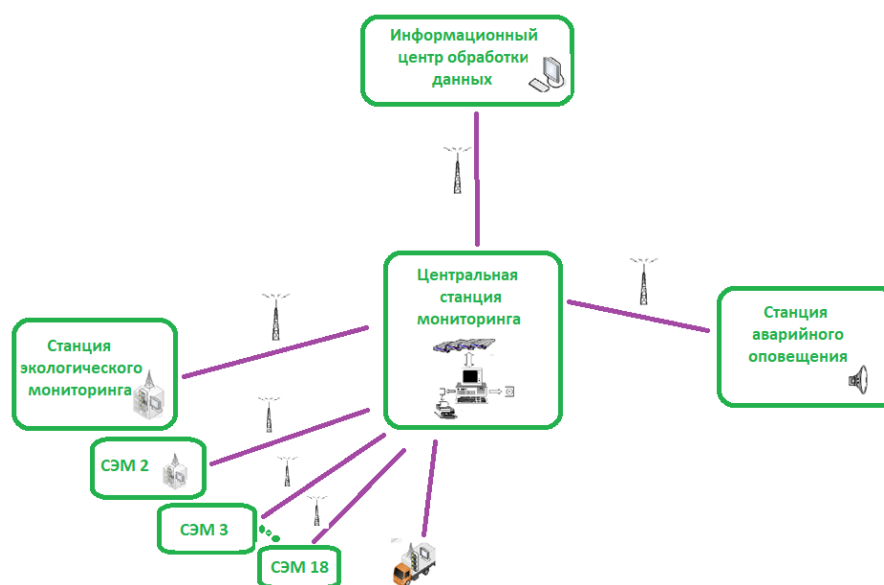


Рис. 1 – Структурная схема автоматизированной системы экологического мониторинга



Рис. 2 – Стационарная СЭМ

Кроме того, имеются две передвижные лаборатории, оснащенные таким же оборудованием, что и стационарные СЭМ (рис. 3). Передвижные лаборатории используются для контроля состояния атмосферного воздуха в населенных пунктах при поступлении жалоб на запах газа, а также при проведении отжигов и кислотной обработки скважин, осуществляют подфакельные наблюдения качества атмосферного воздуха с учетом направления ветра около близлежащих населенных пунктов.

Станции экологического мониторинга работают непрерывно и интегрированы в автоматическую систему наблюдения за окружающей средой, представляющую собой систему аварийного оповещения (САО) и сбора данных о качестве воздуха на Карачаганакском месторождении. САО подает сигнал, когда уровень загрязняющих веществ в воздухе, выбрасываемом установками в результате производственной деятельности, превышает допустимый предел.

СЭМ позволяют собирать данные о качестве и объеме воздуха в реальном времени относительно основных загрязнителей: диоксида серы (SO_2); сероводорода (H_2S); оксидов азота (NO , NO_2 , NO_x); монооксида углерода (CO).

В случае превышения любого установленного лимита концентрации газов срабатывает сигнал тревоги на центральной станции экологического мониторинга (ЦСМ), обслуживаемой 24 часа. Причины сигнала незамедлительно расследуются группой экологического мониторинга КПО и сообщаются дежурному оператору центра аварийной связи (ЦАС) для принятия дальнейших мер в соответствии с требованиями локальных нормативных документов «О порядке использования системы экологического мониторинга и оповещения на территории месторождения».

Средства контроля и автоматизации АСЭМ позволяют осуществить:

- автоматическое измерение и регистрацию параметров в метеорологическом блоке (температуры, барометрического давления, относительной влажности, скорости и направления ветра);
- контроль температуры в СЭМ;
- автоматическое измерение и регистрацию данных о качестве воздуха в реальном времени относительно основных загрязнителей, таких, как SO_2 , H_2S , NO , NO_2 , NO_x , CO , в аналитическом блоке.

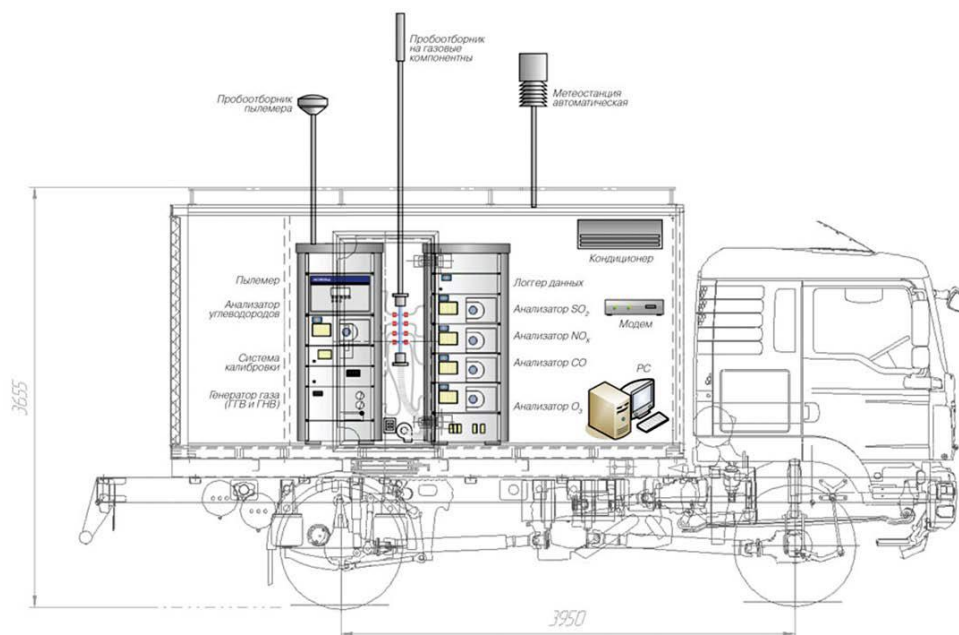


Рис. 3 – Передвижная лаборатория СЭМ

Система противоаварийной защиты (СПАЗ) предназначена для снижения риска аварий путем перевода процесса/оборудования в безопасное состояние. В случае необходимости СПАЗ должна отработать запрограммированную блокировочную логику, сформировать команды управления на исполнительные механизмы, чтобы смягчить последствия аварии или предотвратить ее.

СПАЗ включается при срабатывании пожарного извещателя (при этом включается система пожаротушения и отключается система забора воздуха) и при превышении температуры внутри СЭМ более 27 °С (отключается система забора воздуха). Второе условие связано с тем, что при такой температуре показания используемых в аналитическом блоке анализаторов считаются недостоверными и не могут быть включены в отчет.

Данные о содержании загрязняющих веществ в воздухе со станций экологического мониторинга автоматически собираются и хранятся в базе данных на сервере ЦСМ.

Результатом проводимой на Карачаганакском месторождении экологической политики является существенное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу. В качестве подтверждения можно привести показатели за 2017 год [7].

Общий объем выбросов в атмосферу уменьшился на 25 % по сравнению с 2016 г. и составил 8,6 тыс. тонн. Такое сокращение выбросов обусловлено значительным снижением объемов сжигания газа и жидкости на факелах скважин.

Удельные выбросы на единицу добычи составили 0,31 тонны на тысячу тонн добытого углеводородного сырья. Сокращение удельных выбросов в сравнении с 2016 г. обусловлено уменьшением объемов сжигания смеси на факелах скважин и производственных объектов, а также ростом объема добычи.

Показатель утилизации газа КПО составил 99,92 %. При этом целевой показатель, утвержденный уполномоченным органом Республики Казахстан в рамках программы развития переработки попутного газа на 2017 г., составляет 99,2 %.

Удельный показатель выбросов CO₂ по КПО составил 63 тонны CO₂ на тысячу тонн добычи УВС, что соответствует сокращению выбросов парниковых газов относительно плановых показателей более чем в 2 раза.

Литература

1. Краткая характеристика нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kpo.kz/ru.html>.
2. 10 основных рисков для компаний нефтегазовой отрасли. Исследование «Эрнст энд Янг» [Электронный ресурс]. – URL: <https://gaap.ru/articles/desat-osnovnykh-riskov-dlya-kompanii-neftegazovoi-otrasli/>.
3. Самсонов, Р.О. Оценка и управление геоэкологическими рисками в газовой отрасли / И. Конюхова, З. Мирджалалова, О. Печенюк, Л. Сливченко: Учебное пособие. – Нефтегазовое дело, 2017. - 21 с.
4. Стандарт ISO 14001 Environmental management systems - Requirements with guidance for use [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iso.org/standard/60857.html>.
5. Стандарт ISO 50001 Energy management [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>.
6. Производственный экологический контроль [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kpo.kz/ru.html>.
7. Официальный сайт компании Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kpo.kz/ru/ustoichivoe-razvitiye/ot-tb-i-oos/okhrana-okrurzhajushchei-sredy/vybrosy-v-atmosferu.html>.

УДК 504.064

ОРГАНИЗАЦИЯ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.В. Емец¹, Р.И. Слинчук²

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, РФ¹
ТОО «Softlance», г. Аксай, РК²

E-mail serg-emets2010@yandex.ru¹, darkifoxfox@gmail.ru²

Эксплуатация Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения невозможна без эффективной системы экологического контроля. Эффективность автоматизированной системы экологического мониторинга во многом определяется использованием систем связи, доставляющих информацию об экологической обстановке в режиме реального времени. При этом важно организовать взаимодействие между измерительной аппаратурой, элементами систем связи и управления. Указанные задачи решаются использованием системы связи и передачи данных автоматизированной системы экологического мониторинга. В статье рассмотрены вопросы организации аналоговой и цифровой систем передачи данных в системе экологического мониторинга, приведены оценки их эффективности и оценено их воздействие на окружающую среду.

Ключевые слова: система экологического мониторинга, центральная станция экологического мониторинга, система SR500, платформа Cambium Networks PMP450, система связи, антенна, радиосвязь, передача данных, интерфейс

В современных условиях нефтегазовые компании всегда являются объектом пристального внимания со стороны государства в области экологии. Не является исключением и Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), где данному вопросу уделяется самое пристальное внимание. Автоматизированная система экологического мониторинга на месторождении Карачаганак предназначена для контроля качества воздуха в реальном времени, а также для анализа информации, необходимой для принятия как экологических, так и технологически значимых решений.

В результате выполнения необходимых производственных операций по эксплуатации промысла, существующего производства и объектов обустройства месторождения Карачаганак неизбежно оказывается воздействие на окружающую среду, в том числе на атмосферный воздух. Оператор месторождения – Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО), осуществляет свою деятельность в области управления выбросами в атмосферу на основе лимитов, установленных в разрешении на эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду, и постоянно ведет поиск путей сокращения объемов выбросов в атмосферу, образующихся в процессе добычи углеводородного сырья [1].

Контроль параметров загрязнения в процессе производственной деятельности обеспечивает экологическую безопасность, способствует предотвращению техногенных аварий, содействует защите здоровья и жизни людей. При этом главная цель системы экологического мониторинга – предупреждение критических ситуаций, вредных или опасных для здоровья людей, благополучия других живых существ, их сообществ, природных и созданных человеком объектов [2].

Автоматизированная система экологического мониторинга (АСЭМ) на месторождении Карачаганак осуществляет измерение качества воздуха в реальном времени, своевременно передает достоверные передачи данные об экологической обстановке на всей территории месторождения, осуществляет анализ информации, необходимой для принятия как экологических, так и технологически значимых решений и оповещает о превышении допустимого уровня какого-либо газа.

Существующая АСЭМ содержит следующие функциональные блоки:

- станции экологического мониторинга (СЭМ), осуществляющие непрерывный оперативный контроль существенных параметров состояния среды;
- центральную станцию мониторинга (ЦСМ), задачей которой является сбор, систематизация, обработка и визуализация измерительной информации;
- станцию аварийного оповещения (САО), подающую сигнал при превышении уровня загрязняющих веществ допустимого предела;
- систему связи и передачи данных (ССПД), осуществляющую передачу данных между элементами АСЭМ и их взаимодействие;
- информационный центр обработки данных (ИЦОД), осуществляющий автоматизированный процесс обработки данных и генерации отчетов.

Эффективность работы АСЭМ определяется функциональностью и взаимодействием всех указанных блоков. Одно из требований к системам мониторинга – использование систем связи, доставляющих информацию об экологической обстановке в режиме реального времени. Необходимо обеспечить сокращение временных интервалов между фактом загрязнения, получением достоверной информации об экологической обстановке, оповещением всех заинтересованных служб, принятием решений и проведением соответствующих мероприятий. Кроме того, необходимо организовать взаимодействие между измерительной аппаратурой, элементами систем связи и управления [3].

Все перечисленные задачи решает система связи и передачи данных автоматизированной системы экологического мониторинга (ССПД АСЭМ).

Рассмотрим структурную схему системы связи и передачи данных экологического мониторинга (рисунок 1).

Схема системы связи и передачи данных экологического мониторинга представлена следующими блоками:

- центральная станция мониторинга;
- станции экологического мониторинга;
- станция аварийного оповещения;
- система связи и передача данных SR500.

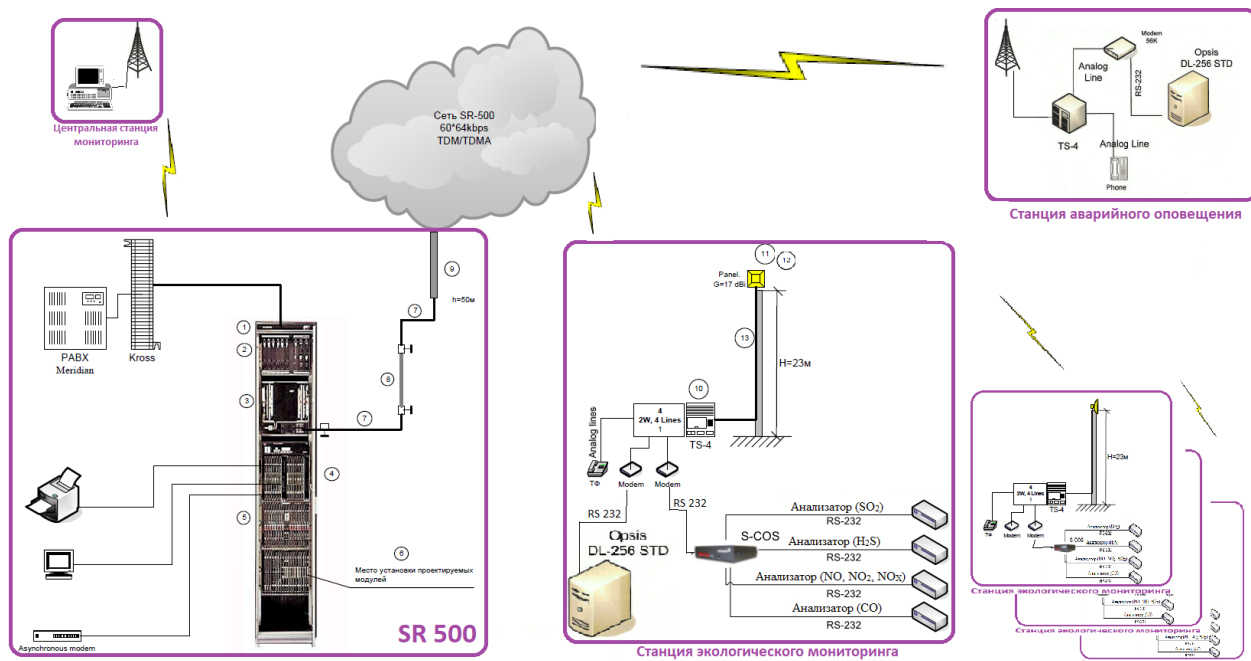


Рис. 1 – Структурная схема системы связи и передачи данных на базе оборудования SR-500

Система связи и передачи данных экологического мониторинга представлена аналоговой телекоммуникационной системой радиодоступа – MASS-радио, построенной на базе оборудования SR-500 производства компании SR Telecom, Канада [4]. Система SR-500 состоит из центральной станции Base Unit SR-500, установленной на УКПГ-3, и удаленных станций TS-4 на каждой СЭМ. Типовая схема представлена на рисунке 2.

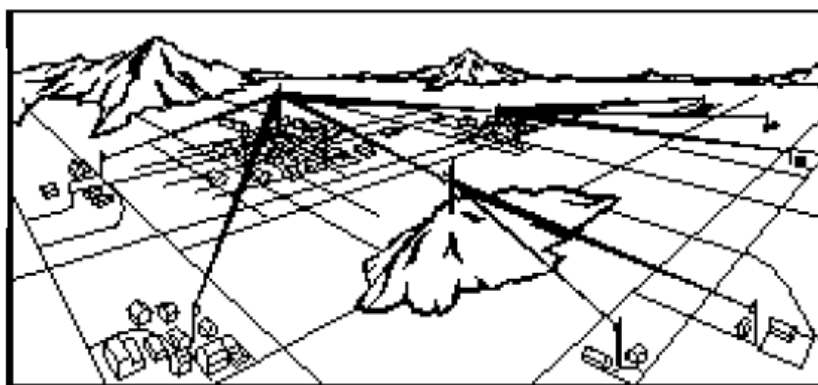


Рис. 2 - Типовая схема сети связи системы SR500

Система SR-500 обеспечивает каналами связи станции экологического мониторинга, контролирующие состояние окружающей среды. SR-500 предназначена для организации потоков данных между устройствами передачи данных со всех СЭМ и на ЦСМ.

Кроме того, данная система предназначена для организации структурных решений по оповещению работников Карачаганакского месторождения при выбросе особо опасных веществ в атмосферу в случае аварийных ситуаций на нефтегазовых перерабатывающих комплексах и других объектах месторождения. А именно, для коммутации и распределения голосового трафика, поступающего на базовую станцию, между абонентами, подключаемыми к вынесенным станциям.

Информация поступает на ЦСМ в круглосуточном режиме, чем достигается оперативность принятия решений для предотвращения аварийных ситуаций и ликвидации возможных последствий с минимальным ущербом для персонала месторождения и жителей близлежащих поселков. Репитеры расширяют зону действия системы связи и используются

в случае, если СЭМ находятся на расстоянии, превышающем пределы прямой видимости.

Система SR500 использует принцип уплотнения каналов «многократный доступ с временным разделением» (TDMA) и схему организации цифровой радиорелейной связи «точка-многоточка» в диапазонах частот от 1,3 до 2,7 ГГц, 3,5 ГГц или 10,5 ГГц.

Центральная станция SR500 способна обеспечить работу 60 магистральных линий для доставки абонентского трафика от базовой станции до максимум 511 вынесенных станций. Магистральные линии связи работают в режиме полного дуплекса, причем всем абонентам может предоставляться связь на скорости 64 Кбит/с по каналам, предоставляемым по запросу. В качестве альтернативы, имеется возможность предоставить любую магистральную линию в качестве выделенной линии связи.

Оборудование SR500 представляет собой прозрачную систему, а это означает, что при обычной работе АТС не будет способна отличить абонентов, пользующихся услугами SR500, от абонентов, подсоединенных к АТС по двухпроводной линии.

Учитывая, что система SR500 является аналоговой системой связи и передачи данных, при ее эксплуатации полный цикл опроса всех СЭМ не всегда соответствовал режиму реального времени. Кроме того, в аналоговых системах сложнее обеспечивать требуемую степень помехоподавления и синхронизацию передаваемой информации. В связи с этим было принято решение перехода на цифровые технологии при передаче информации. К факторам перехода на цифровые стандарты можно также отнести следующие:

- цифровое качество речи, стабильное в пределах зоны обслуживания;
- повышенная эффективность использования частотного ресурса и снижение стоимости оборудования;
- увеличение времени работы радиостанции от заряженной батареи;
- развитые вспомогательные сервисы и легкость наращивания функциональных возможностей;
- интеграция с внешними системами обработки информации;
- государственная политика.

Современное цифровое радиоборудование для обмена голосом и данными с внешними устройствами оснащено интерфейсами Ethernet, USB и/или RS-232. В выборе предлагаются модели с навигационными приемниками GPS/Glonass. Кроме того, практически все производители цифрового радиоборудования имеют свои партнерские программы. Вместе все это позволяет интегрировать цифровое радиоборудование с внешними системами обработки информации и предлагать нетиповые решения для специфических прикладных задач.

На рисунке 3 приведена структурная схема модернизированной автоматизированной системы связи и передачи данных экологического мониторинга на базе платформы Cambium Networks RMP450.

Cambium Networks – это инновационные решения для широкополосного беспроводного доступа, которые могут работать в сложной помеховой обстановке, в условиях ограниченной видимости и даже при её отсутствии. При этом организуются высокоскоростные радиоканалы в конфигурации как «точка-точка», так и «точка-многоточка».

Беспроводная система Cambium RMP450 для радиосетей с топологией точка-многоточка является фиксированной системой беспроводного широкополосного доступа, работающей в частотных диапазонах 2,4 ГГц, 5,4 — 5,8 ГГц. В системе используется технология OFDM, которая обеспечивает высокую пропускную способность и дальность при наличии прямой видимости и в условиях ограниченной прямой видимости для надежной передачи данных, голоса и видео. Основным преимуществом OFDM по сравнению со схемой с одной несущей является её способность противостоять сложным условиям в канале [5].

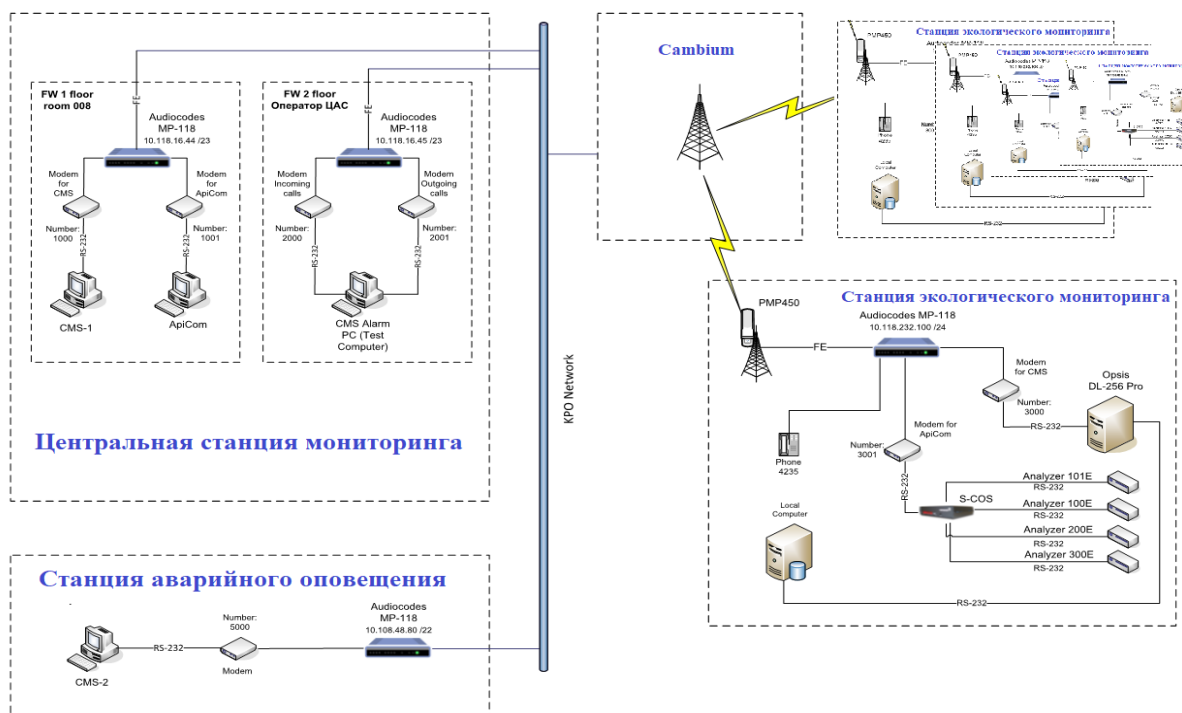


Рис. 3 - Структурная схема системы связи и передачи данных на базе платформы Cambium Networks PMP450

Основными преимуществами Cambium PMP450 являются [6]:

- высокая пропускная способность (более 125 Мбит/с через на сектор точки доступа PMP450 AP или более 1 Гбит/с при монтировании на стандартной четырехсекторной вышке);
- расширенный диапазон и покрытие (до 64 км при конфигурации удаленного модуля PMP450 SM с помощью пассивного вторичного отражателя — рефлектора);
- надежная масштабируемость (добавление новых клиентов, синхронизация с GPS, функция QoS);
- малое время задержки независимо от количества абонентов (менее 3,5 мс, что важно для таких приложений как передача голоса и видео);
- малозатратная облегченная инфраструктура (минимизированы расходы на оборудование, развертывание, установку и управление);
- совместимость с другими сетями PMP;
- быстрое развертывание (установка занимает всего несколько дней);
- увеличиваемая пропускная способность абонентских модулей.

В платформу Cambium PMP450 входят базовые станции PMP450 AP на технологическом объекте, и удаленные модули PMP450 SM, размещенные на каждой СЭМ.

Так как для управления информацией системы экологического мониторинга используется программное обеспечение OpSis EnviMan, способное передавать и принимать только аналоговые сигналы, то для перехода на цифровую систему применены аудиокодеки MP-118 4FXS/4FXO, которые можно использовать как для подключения стандартных телефонных линий, так и традиционных телефонных аппаратов, факсов, DECT-телефонов к современным IP-АТС [7].

Технологии систем связи и передачи данных SR500 и Cambium Networks PMP450 соответствуют международным стандартам и нормативам по влиянию на окружающую среду. Безопасность передающих устройств обеспечивается их конструкцией и проверяется на заводе-изготовителе, поэтому на месте эксплуатации обращают внимание только на передающую антенну на соответствие санитарным нормам на плотность потока электромагнитного излучения. В соответствии с «Методикой расчетов биологически

опасной зоны радиотехнических объектов» [8] были получены расчетные значения плотности потока электромагнитного излучения для обеих систем передачи данных, которые свидетельствуют о том, что обе системы отвечают всем санитарным нормам (рисунок 4).

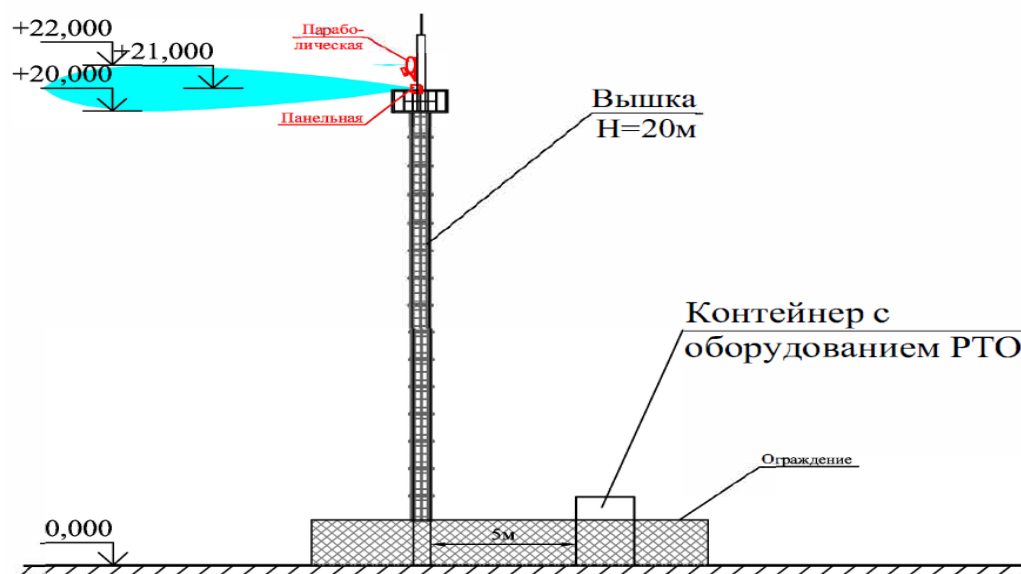


Рис. 4 – Уровни плотности потока электромагнитного излучения

Таким образом, система связи и передачи данных, применяемая в автоматизированной системе экологического мониторинга Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, обеспечивает эффективное взаимодействие всех элементов АСЭМ в реальном масштабе времени и отвечает всем экологическим нормам.

Литература

- 1 Краткая характеристика нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kpo.kz/ru.html>.
- 2 Экологический мониторинг [Электронный ресурс]. – URL: <https://ecology-education.ru/index.php?action=full&id=191>.
- 3 Environmental safety № 3-2008: Innovations and safety [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.atomic-energy.ru/Environmental-safety/Innovation-Safety>.
- 4 SR Telecom [Электронный ресурс]. – URL: https://en.wikipedia.org/wiki/SR_Telecom.
- 5 Orthogonal frequency-division multiplexing [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.russianelectronics.ru/leader-r/review/2187/doc/50176/>.
- 6 Технология предоставления различным классам трафика различных приоритетов в обслуживании [Электронный ресурс]. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/QoS>.
- 7 Audiocodes MP-118/4FXO/4FXS [Электронный ресурс]. – URL: <https://voipnotes.ru/audiocodes-mp-118-4fxs4fxo.html>.
- 8 Расчет биологически-опасной зоны (БОЗ) радиотехнических объектов (РТО) [Электронный ресурс]. – URL: <http://labatm.kz/services/radiatsionnyu-kontrol-i-fizicheskie-factory/raschet-biologicheskii-opasnoy-zony-boz-radiotekhnicheskikh-obektov-rto/>.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ МЕТОДЫ И СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫБРАСОВ НЕФТИ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ НА ОСНОВЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

М.Ф. Руденко¹, Б.Т. Маринюк², Ю.В.Шипулина¹, А.М. Руденко¹

¹ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», Астрахань,
Российская Федерация

²ФГБОУ ВО «Московский государственный политехнический университет», Москва,
Российская Федерация

Рассмотрены новые перспективные технологии по способам борьбы с выбросами нефти при глубинном бурении на шельфах морей и океанов, безопасной транспортировки нефти по подводным трубопроводам и надводным транспортом, безопасные способы подъема бочкообразных контейнеров с химически опасными для экологии акватории окружающей водной среды веществами. В основе этих технологий лежат рекомендации по применению в качестве рабочих веществ известные способы и криогенные рабочие вещества. Рассматривается применение машинного способа с помощью холодильных установок на рабочих веществах: фреонах, углекислоты; непосредственное применение диоксида углерода и жидкого азота. Последний способ применения жидкого азота хорош тем, что имея низкую температуру кипения (минус 196 °С), обладает большой скоростью замораживания морской воды и образованием прочных ледяных слоев, на различных плоских и цилиндрических поверхностях. Приводятся рекомендации по хранению и использованию хладагентов на плавучих морских производственных и транспортных установках. Приводятся рассуждения, основанные на собственных экспериментальных данных и аналитических зависимостях по определению темпов роста толщины льда в воде при непосредственном охлаждении жидким азотом определенных металлических конструкций.

Ключевые слова: морские буровые установки, выброс нефти, жидкий азот, диоксид углерода, машинное охлаждение, толщина льда.

New promising technologies for ways to combat oil emissions during deep drilling on the shelves of the seas and oceans, safe transportation of oil through underwater pipelines and surface transport, safe ways of lifting barrel-shaped containers with substances that are chemically dangerous for the environment are considered.

These technologies are based on recommendations for using known methods and cryogenic working substances as working substances.

The using of machine method with the help of refrigeration units on working substances: freon, carbon dioxide; direct application of carbon dioxide and liquid nitrogen is considered.

The latter method of using liquid nitrogen is good because it has a low boiling point (minus 196 0C), has a high speed of freezing sea water and the formation of strong ice layers on various flat and cylindrical surfaces.

Recommendations are given for the storage and using of refrigerants in floating offshore production and transport installations.

Arguments based on our own experimental data and analytical dependencies to determine the growth rate of ice thickness in water with direct cooling of certain metallic structures with liquid nitrogen are given.

Key words: offshore drilling rigs, oil spill, liquid nitrogen, carbon dioxide, engine cooling, ice thickness.

Российскими учеными разрабатываются новые экологически безопасные технологии, включающие методы и способы ликвидации и предотвращения выбросов

нефти при глубинном бурении на шельфах и транспортировки энергоносителей по подводным трубопроводам на основе низкотемпературных технологий.

Развитие современных технологий добычи нефти и газа на шельфе морей позволяет вести бурение на глубине до 1000 метров с морских буровых платформ имеющих высокую степень автономности.

Как показала практика их эксплуатации, необходимым является комплекс мероприятий, обеспечивающих защиту водной среды от техногенных аварий, связанных с нарушением цельности нефтяного ствола буровой платформы и произвольным вытеканием сырья в водную среду. Прорыв сырой нефти в водную среду может произойти из-за разрушения самой платформы (пожар, взрыв, возникновение высокой приливной волны во время сильного ветра или землетрясений) [1].

Проблема быстрой ликвидации выбросов нефти в море на добывающих платформах актуальна и в бассейне Каспийского моря, где идет масштабная добыча этого энергоносителя. Разлив нефти в таких местах может иметь не менее катастрофические последствия для природы с учетом закрытости Каспия и нахождения по близости устья рек Волги и Урала с орнитологическими заповедниками и зонами нереста ценных пород промысловых рыб.

Новым способом борьбы с выбросами нефти и газа из глубинных подводных скважин морей может являться внедрение низкотемпературной технологии замораживания скважины в точке выброса нефти.

При транспортировке жидких углеводородов морским транспортом или в трубах по дну моря могут возникнуть повреждения судна или трубопровода с последующим проникновением содержимого танков и нефти в водную среду. В обоих случаях важнейшим является временный фактор ликвидации аварийной ситуации.

Современная техника низких температур позволяет в кратчайший временной интервал перекрыть канал выброса жидкого сырья и сохранить водную среду от загрязнений, равно как и осуществить быстрое и эффективное тушение пожаров на объектах добычи или транспортировки углеводородов.

Авторами рассмотрены теплофизические аспекты проблемы, предложены уравнения, решение которых позволяет оценить темп образования криоосадка из льда на охлаждаемой поверхности плоской и цилиндрической стенки, в том числе с учетом зависимости коэффициента теплопроводности льда от температуры, который необходим при высоких градиентах температур [2].

Большая работа в этом направлении была проделана доктором технических наук, профессором Маринюк Борисом Тимофеевичем и его учениками [3, 4]. Он предложил решение нестационарных уравнений теплопроводности по определению времени роста толщины льда на различных поверхностях при переменных значениях коэффициентов теплопроводности. Им разработаны технические решения для использования в практических целях его теоретических гипотез.

Выполнение технических операций в водной среде с применением низкотемпературных технологий выдвигает требование прочности намораживаемого водного льда. Из отечественных и зарубежных литературных источников известно, что при снижении температуры образование льда, его прочность увеличивается и может достигать 7 – 10 МПа. Армирование массива водного льда может существенно повысить его прочность. В качестве арматуры можно использовать элементы конструкций, ребра, прутки, крепежные устройства.

Заметим, что массивы льда большой толщины получаются при меньшей скорости перемещения масс замораживаемой воды. Поэтому при ведении процесса следует принять меры к подавлению местных течений и циркуляции в области очага выброса сырья.

Техника осуществления низкотемпературного воздействия зависит от вида объекта, на котором произошла авария и конструкции очага разрушения.

Принципиально можно рассматривать два случая: когда выброс осуществляется в результате повреждения борта судна и стенки танка и когда произошел прорыв трубы по которой происходит подача сырья в накопитель (например, на буровой платформе).

В первом случае целесообразно осуществлять низкотемпературное воздействие на вытекающую в море жидкость изнутри в воде в месте прорыва используя криопластырь.

Во втором случае, в зависимости от конкретной ситуации, на место прорыва заводится муфта, представляющая разрезную царгу, выполненную из медного листа, которая охватывает очаг выхода жидкости из трубы, крепление устройства осуществляют поясными струбинами. Охлаждение ведут путем подачи низкотемпературного хладагента по встроенным каналам.

В качестве жидкого низкотемпературного хладагента (криогенного вещества) для ведения процесса замораживания целесообразно использовать жидкий азот с температурой кипения при атмосферном давлении 77 К.

Наиболее сложным в техническом плане является доставка криогенного вещества на объект, как правило, расположенный вдали от источников его производства. Поэтому предлагается вести производство, накопление и хранение жидкого азота на платформах добычи жидких углеводородов [5].

Существующий парк криогенного оборудования позволяет вести получение жидкого азота на месте его потребления с помощью криогенно-газовых машин (КГМ), работающих по обратимому циклу Стирлинга и используемых газообразный гелий в качестве рабочего вещества. Для получения жидкого азота криогенно-газовая машина должна быть снабжена колонкой для разделения воздуха. Такой агрегат компактен и его производительность может достигнуть 100 – 500 л/час жидкого азота. Наибольшей по производительности является установка модели «Д», выпускаемая мощность электродвигателя составляет 280 кВт, общая масса КГМ без колонны разделения 7000 кг.

Понятно, что помимо КГМ для работы системы защиты от выброса жидких углеводородов требуется резервуар–накопитель жидкого азота, вместимостью 5 – 8 куб.м.. Содержащийся в резервуаре азот может быть использован и для тушения локальных пожаров на платформе или на борту танкера. По мере расхода жидкого азота из резервуара он должен пополняться жидкостью за счет работы КГМ.

Соотношение производительности КГМ по жидкому азоту и вместимостью резервуара таково, что чем больше вместимость резервуара, тем меньше производительность КГМ, однако в условиях работы платформы на морском шельфе минимальная производительность должна составлять 50 л/час.

Современные системы хранения и транспортировки сжиженного азота позволяют вести доставку криопродукта в течение нескольких суток с минимальными потерями от испаряемости. Тем не менее, основным препятствием для применения данного вещества для криозахвата объектов со дна водоемов является высокий удельный расход на единицу массы поднимаемого груза (от 3 до 7 литров) и высокая стоимость жидкого азота.

В этой связи, интересным представляется рассмотреть применение твердой углекислоты, стоимость которой существенно ниже. Твердая углекислота, как и сжиженный азот, является инертной средой, которая не оказывает вредного воздействия на окружающую среду. Температура сублимации диоксида из твердого состояния в газообразное -79°C при атмосферном давлении. Скрытая теплота сублимации при этом примерно в 3 раза выше, чем у сжиженного азота. Имея более высокую рабочую температуру твердая углекислота обеспечит меньшие темпы намораживания водного льда, по сравнению с сжиженным азотом, однако меньшая стоимость и более высокая доступность углекислоты (CO_2) позволяют рассматривать его как конкурентно способным сжиженному азоту.

Системы парокомпрессионных источников холода могут представлять интерес для ведения работ на мелководном шельфе с глубиной до 50 метров. В холодильных установках парокомпрессионного типа можно рассчитывать на температуру кипения

хладоагента -40°C , так как более низкие температуры существенно усложняют схему, ее управление и регулирование подаваемой на объект холодильной мощности. Система охлаждения предполагает применение промежуточного хладоносителя и источников электроэнергии расположенных на судне обеспечения. По сравнению с двумя предыдущими криоисточниками, машинное охлаждение уступает по темпу намораживания водного льда, является более затратным по стоимости самого оборудования и его обслуживания. Машинное охлаждение может быть целесообразным для работы по объектам с массой в сотни килограмм затопленным на мелководье [5].

Рассмотренные выше направления работ требуют проработки многих задач и вопросов, связанных с усовершенствованием, простотой эксплуатации, надежностью, мобильностью, удобством снабжения, обеспечения и хранения низкотемпературного хладагента (криогенного вещества) и т.п.

Решение этих задач требует объединение совместных усилий ученых различных направлений, думаем, не безразличен вопрос об экологической защите бассейнов морей и рек. Вместе мы сделаем наши моря и реки самыми чистыми и безопасными.

Литература

1. Маринюк, Б.Т. Руденко М.Ф., Бажинов С.И. Низкотемпературные технологии предотвращения аварийных выбросов нефти и газа при подводной добыче сырья на шельфе водоемов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2011. №3. С.16 – 17.

2. Руденко, М.Ф., Маринюк Б.Т., Шипулина Ю.В. Способ подъема металлических оболочковых объектов со дна моря // Вестник АГТУ. Серия: Морская техника и технология. 2011. №2. С.39-42.

3. Маринюк Б.Т. Вакуумно-испарительные холодильные установки, теплообменники и газификаторы техники низких температур. –М. :Энергоатом издат, 2003. – 208с.

4. Маринюк Б.Т. Расчеты теплообмена в аппаратах и системах низкотемпературной техники. –М.: Машиностроение. 2015.- 272с.

5. Маринюк Б.Т., Руденко М.Ф., Угольников М.А. Сооружение и защита морских буровых платформ методами низкотемпературных технологий // Морские интеллектуальные технологии. Санкт-Петербург. 2018. №4(42). V.4. С.236-241.

УДК 504.064

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЧАГАНАК

М.Ю. Прахова¹, В.Ю. Якимчик²

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, РФ¹
Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.», г. Аксай, РК²

E-mail Prakhovamarina@yandex.ru¹

Эксплуатация любого крупного технического объекта немислима без эффективной системы экологического контроля. Весь период эксплуатации Карачаганакского месторождения вопросам экологии уделяется большое внимание. При проектировании и разработке автоматизированной системы экологического мониторинга одним из требований со стороны организаций надзора была автоматизация процесса обработки данных мониторинга. Это необходимо для представления информации о текущих уровнях загрязнения в режиме реального времени, их сопоставимости с ПДК и формирования отчетов за разные промежутки времени в удобной для пользователя форме для

последующей аналитической обработки. В статье сформулированы требования к автоматизированному центру обработки данных, описана бизнес-логика процесса обработки данных, алгоритмов обновления информации, формирования базы данных и его реализация, приведены скриншоты текущих отчетов.

Ключевые слова: система экологического мониторинга, центральная станция экологического мониторинга, ПДК, база данных, обработка данных, передача данных, интерфейс

Карачаганакское месторождение, промышленное освоение которого началось в 1984 году, расположено в северо-западной части Казахстана. Оператор месторождения – Казахстанский филиал «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО), эксплуатирующая его совместно с такими материнскими компаниями, как «Эни», «Шелл», «Шеврон», «Лукойл» и НК «КазМунайГаз» [1]. Эксплуатация месторождения ведется в соответствии с условиями «Окончательного соглашения о разделе продукции» (ОСРП), подписанного в 1997 году.

Вполне естественно, что эксплуатация такого сложного объекта, как Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), являющегося одним из крупнейших не только в Ресублике Казахстан, но и в мире, невозможна без наличия службы экологического мониторинга. Первоочередными приоритетами в деятельности этой службы, которая входит в состав департамента управления по охране окружающей среды и системам управления, являются обеспечение безопасности персонала и населения, постоянная готовность к адекватным и своевременным действиям в условиях чрезвычайных ситуаций, реагирование на чрезвычайные ситуации и их ликвидация. Основные задачи службы экологического мониторинга – это непосредственно сам мониторинг, контроль за промышленными выбросами и контроль за проведением отжигов.

Экологический мониторинг – это многоцелевая иерархическая система, включающая повторяющиеся наблюдения, оценку и прогноз антропогенных изменений состояния экосистем.

Термин «мониторинг» появился перед проведением в 1972 году Стокгольмской конференции ООН по окружающей среде и появился в противовес (или в дополнение) термину «контроль», в трактовку которого включалось не только наблюдение и получение информации, но и элементы активных действий, элементы управления.

Состояние природной среды подвержено непрерывным изменениям, которые носят различный характер, различны по своей направленности и значимости, неравномерно распределены в пространстве и во времени. В самом общем виде эти изменения можно классифицировать, как естественные (природные) и искусственные (антропогенные). Антропогенные изменения, в свою очередь, делятся на преднамеренные, непреднамеренные, прямые и косвенные [2].

Основная цель систем экологического мониторинга (СЭМ) – предупреждение критических ситуаций, вредных или опасных для здоровья людей, благополучия других живых существ, их сообществ, природных и созданных человеком объектов.

Возможны несколько вариантов реализации систем экологического мониторинга. Это могут быть стационарные посты экологического мониторинга, мобильные лаборатории, переносные приборы.

Центральным звеном любой системы экологического мониторинга всегда является центральная станция мониторинга (ЦСМ). Ее задачей является сбор, систематизация, обработка и визуализация измерительной информации, полученной от звеньев системы.

К системам мониторинга параметров окружающей среды объектов нефтегазовой отрасли предъявляются следующие требования:

- непрерывный оперативный контроль существенных параметров состояния среды;
- использование технических средств, обеспечивающих получение информации об

экологической обстановке, а также систем связи, доставляющих эту информацию в режиме реального времени;

– обеспечение сокращения временных интервалов между фактом загрязнения, получением достоверной информации об экологической обстановке, оповещением всех заинтересованных служб, принятием решений и проведением соответствующих мероприятий;

– организация взаимодействия между измерительной аппаратурой, элементами систем связи и управления.

Для повышения качества мониторинга экологической ситуации на Карачаганакском месторождении в режиме реального времени по требованию правительства РК была разработана и успешно внедрена автоматизированная система экологического мониторинга (АСЭМ). Она предназначена:

– для измерения качества воздуха в реальном времени;
– своевременной и достоверной передачи данных об экологической обстановке на всей территории месторождения;

– анализа информации, необходимой для принятия как экологических, так и технологически значимых решений;

– оповещения о превышении допустимого уровня какого-либо газа.

АСЭМ включает следующие блоки (рис. 1): станции экологического мониторинга; центральная станция мониторинга; станция аварийного оповещения; система связи и передача данных; информационный центр обработки данных.

18 автоматических стационарных станций экологического мониторинга (СЭМ) расположены на основных производственных объектах месторождения и по периметру санитарно-защитной зоны. Каждая СЭМ состоит из пробоотборной системы, аналитического оборудования, метеорологического комплекса, системы обогрева/охлаждения, системы резервного электропитания, системы приема-передачи данных, охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

Кроме того, имеются две передвижные лаборатории, оснащенные таким же оборудованием, что и стационарные СЭМ. Передвижные лаборатории используются для контроля состояния атмосферного воздуха в населенных пунктах при поступлении жалоб на запах газа, а также при проведении отжигов и кислотной обработки скважин, осуществляют подфакельные наблюдения качества атмосферного воздуха с учетом направления ветра около близлежащих населенных пунктов.

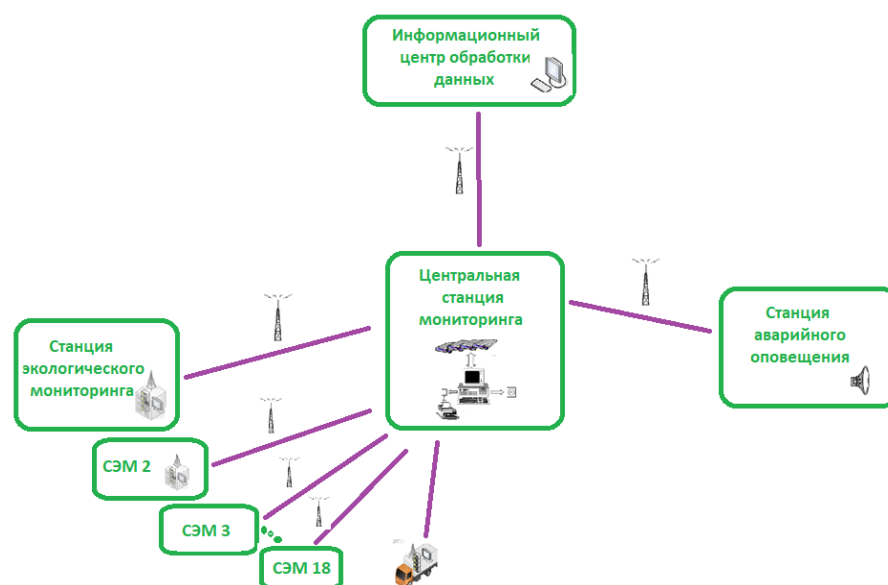


Рис. 1 – Структурная схема автоматизированной системы экологического мониторинга

Станции экологического мониторинга работают непрерывно и интегрированы в автоматическую систему наблюдения за окружающей средой, представляющую собой систему аварийного оповещения (САО) и сбора данных о качестве воздуха на Карачаганакском месторождении. САО подает сигнал, когда уровень загрязняющих веществ в воздухе, выбрасываемом установками в результате производственной деятельности, превышает допустимый предел.

СЭМ позволяют собирать данные о качестве и объеме воздуха в реальном времени относительно основных загрязнителей: диоксида серы (SO_2); сероводорода (H_2S); оксидов азота (NO , NO_2 , NO_x); монооксида углерода (CO).

Именно эти данные обеспечивают решение одной из самых главных задач АСЭМ на месторождении Карачаганак – контроль качества воздуха в реальном времени на всей территории месторождения и оповещение в случае превышения допустимого уровня. Более того, измеряемые показатели необходимы для анализа при принятии как экологических, так и технологически значимых решений.

Проведение круглосуточного мониторинга, т.е. наблюдение, анализ, прогнозирование и предупреждение о поведении природы в различных средах, а именно в воздухе, воде, на почве, в Республике Казахстан возложено на Республиканское государственное предприятие (РГП) «Казгидромет», которое совместно с аналогичными Службами из 192 стран входит в состав Всемирной Метеорологической Организации (ВМО), являющейся специализированным учреждением Организации Объединенных Наций и авторитетным источником информации системы ООН по вопросам состояния и поведения атмосферы Земли, ее взаимодействия с океанами, образуемого климата и возникающего распределения водных ресурсов [3].

При разработке АСЭМ одним из требований представителей РГП «Казгидромет» в области экологического мониторинга было создание экологического информационного поста, предусматривающего обработку и передачу данных мониторинга атмосферного воздуха со всех станций автоматизированной системы экологического мониторинга. Этот процесс должен был быть автоматизирован, т.е. должна была быть построена информационная система, которая позволит передавать данные мониторинга в табличном и графическом виде на сервер в сети компании с доступом РГП «Казгидромет», с целью дальнейшего анализа и принятия решений.

Иными словами, необходимо было организовать отчетность путем публикации на специализированном веб-сайте, размещенном в защищенной информационной зоне сети КПО с доступом из сети Интернет. Соответственно, РГП «Казгидромет», имея соответствующие права авторизации, может в любое время просматривать данные о концентрации вредных веществ в воздухе и метеоданных, в разрезе времени и контролируемых загрязнителей на месторождении Карачаганак. В более ранней версии АСЭМ все данные предоставлялись по запросу.

Для обеспечения требований РГП «Казгидромет» необходимо было найти решение следующих вопросов:

- построение информационной системы сбора и обработки данных;
- построение процесса передачи данных;
- организация способа доступа и отображения данных;
- обеспечение информационной безопасности.

Необходимое программное обеспечение для сбора данных о качестве окружающей среды EnviMan ComVisioner и EnviMan EnviReporter уже используется в КПО.

Для решения поставленных задач необходимо обеспечить следующий функционал:

- доступ к данным через интернет (разработка специального веб-сайта);
- ограничение доступа (авторизация логином и паролем);
- представление данных по каждому загрязнителю;
- представление данных в разрезе каждой станции (название и номер станции);
- отображение данных в виде таблиц и графиков;

- данные веб-сайта должны обновляться онлайн, что соответствует расписанию сбора данных центральным сервером СЭМ со станций мониторинга;
- отображение оповещений на веб-сайте в случае штатных и внештатных ситуаций (например выход из строя оборудования мониторинга, отключения эл. энергии, калибровка и т.д.);
- отображение метеоданных;
- экспорт табличных данных мониторинга в PDF/Excel;
- просмотр данных экологического мониторинга за прошлые периоды (в виде таблиц и графиков).

Данные должны были отображаться:

- за последние три часа с усреднением в 20 минут;
- за сутки с усреднением в 20 минут;
- за месяц с усреднением до суток;
- годовой отчет с усреднением до месяца;
- годовой отчет с усреднением до квартала;
- данные калибровки газоанализаторов, данные, полученные во время сбоя оборудования, не должны учитываться в системе (в отчетах). Для трехчасовых и суточных отчетов отсутствие данных должно отмечаться комментариями с указанием причины отсутствия данных и периода времени;
- фактические метеорологические показатели (направление ветра, скорость ветра, температура, относительная влажность, атмосферное давление);
- в отчетах для каждого загрязнителя должны указываться нормы ПДК. При формировании годовых, квартальных и месячных отчетов должны учитываться среднесуточные нормы ПДК. Для суточных и трехчасовых отчетов – максимально-разовые ПДК;
- случаи превышения ПДК (если таковые были) должны выделяться.

Структурная схема разработанного автоматизированного центра обработки данных (АЦОД) системы экологического мониторинга на месторождении Карачаганак приведена на рис. 2.

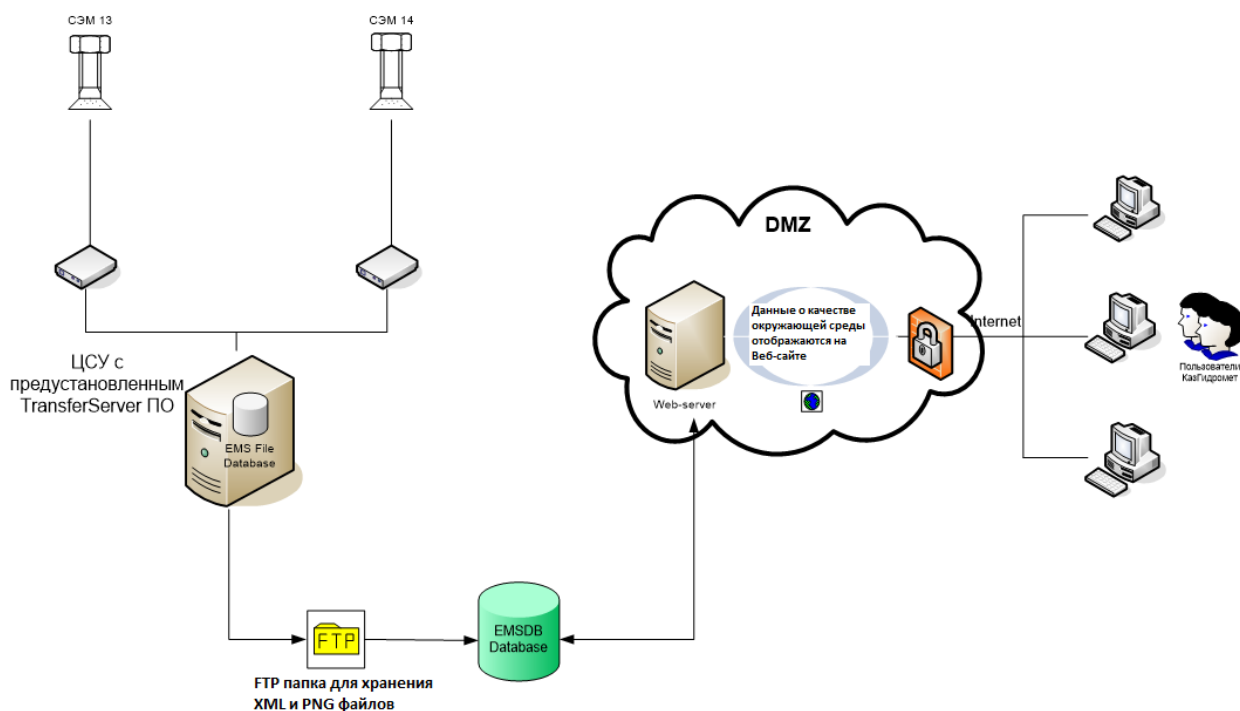


Рис. 2 – Структурная схема АЦОД системы экологического мониторинга на месторождении Карачаганак

Передача данных осуществляется по протоколу FTP. Данные экологического мониторинга от ЦСМ копируются в специальное FTP хранилище (FTP папку), созданную на веб-сервере. Для каждой станции создается профиль в настройках TransferServer. Профиль включает в себя типы необходимых загрязнителей, расписание передачи данных профиля и форматы представления данных. Показания о загрязнителях и метеоданные поступают в FTP-папку каждые 10 минут. Данные предыдущей передачи заменяются новыми.

Данные от ЦСМ передаются в формате XML-файлов, которые являются источником табличных числовых данных. Сами XML файлы в базе данных (БД) не хранятся.

В базу данных попадают показатели со всех 27-ми датчиков с каждой станции.

Бизнес-логика процесса следующая.

В случае возникновения внештатной ситуации данные, поступающие со станций, считаются неактуальными. Данные должны быть сохранены в БД с пометкой о некорректности данных.

При поступлении новых данных в БД EMSDB они должны быть проверены на наличие возникновения внештатных ситуаций. В случае поступления некорректных данных создается сервисное сообщение (событие) в системе. Сервисные сообщения могут создаваться автоматически и вручную оператором. Они отображаются на главной странице веб-сайта.

Оператор имеет возможность корректировать даты/время, в течение которого действует сервисное сообщение. Пометка о некорректности данных проставляется для отрицательных значений параметров загрязнителей. В отчетах значения некорректных данных приравниваются к нулю (0) и не участвуют в расчетах при усреднении за выбранный период времени.

БД EMSBD содержит следующие объекты:

– справочник с наименованием всех контролируемых параметров (загрязнителей и метеоданных);

– справочник станций мониторинга;

– справочник норм ПДК;

– справочник событий;

– таблицу данных с показателями замеров;

– таблицу сервисных сообщений (событий);

– таблицу сохранения лога операций.

Триггер оповещения при превышении норм ПДК должен срабатывать сразу после окончания загрузки данных в БД. Он сравнивает данные с нормами ПДК (справочник норм ПДК) на предмет их превышения, анализирует отрицательные значения, параметры состояния оборудования, создает сервисные сообщения в случае поступления некорректных данных. В случае превышения нормы ПДК, уведомление (e-mail) должно быть отослано на требуемые адреса группы по экологическому мониторингу. Оно содержит наименование станции, зарегистрировавшей превышение, наименование загрязнителя, дату и время регистрации превышения, значение ПДК, фактическое значение концентрации загрязнителя, превысившего значение ПДК.

Загрузка данных в БД производится каждые 10 минут, а считывание данных – в промежутке между поступлениями новых данных от ЦСМ (рис. 3).

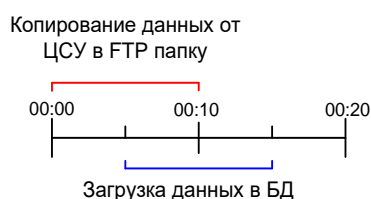


Рис. 3 – Расписание загрузки данных в БД

Для доступа к данным мониторинга был разработан специальный веб-сайт. Сайт построен по технологии ASP.NET и размещен в защищенном сетевом сегменте сети КПО (DMZ). Доступ к сайту ограничен логином, паролем и IP адресом компьютера РГП «Казгидромет».

В качестве источника данных сайт использует БД EMSDB. Сайт имеет пользовательскую и административную части. Сотрудникам РГП «Казгидромет» доступна только пользовательская часть.

Пользователи имеют возможность просматривать отчеты в табличном (рис. 4) и графическом виде (рис. 5) на странице веб-сайта. Реализована функция экспорта табличных данных отчетов в формат PDF/Excel.

1. СЭМ 1

2. 19/06/2018 13:53 - 19/06/2018 16:53

3. ПДК м.р. 0.5 0.008 0.2 5

4.

Дата	Время	SO2 (mg/m3)	H2S (mg/m3)	NO2 (mg/m3)	CO (mg/m3)
19/06/2018	13:00	0.012	0.001	0.004	0.152
19/06/2018	13:20	0.012	0.001	0.003	0.149
19/06/2018	13:40	0.015	0.001	0.003	0.152
19/06/2018	14:00	0.012	0.001	0.003	0.144
19/06/2018	14:20	0.012	0.001	0.003	0.148
19/06/2018	14:40	0.012	0.001	0.003	0.155
19/06/2018	15:00	0.012	0.001	0.003	0.150
19/06/2018	15:20	0.011	0.001	0.003	0.143
19/06/2018	15:40	0.011	0.001	0.003	0.145

1 – выбранная станция; 2 – период; 3 – ПДК; 4 – отчет в табличном виде

Рис. 4 – Пример структуры отчета в табличном виде

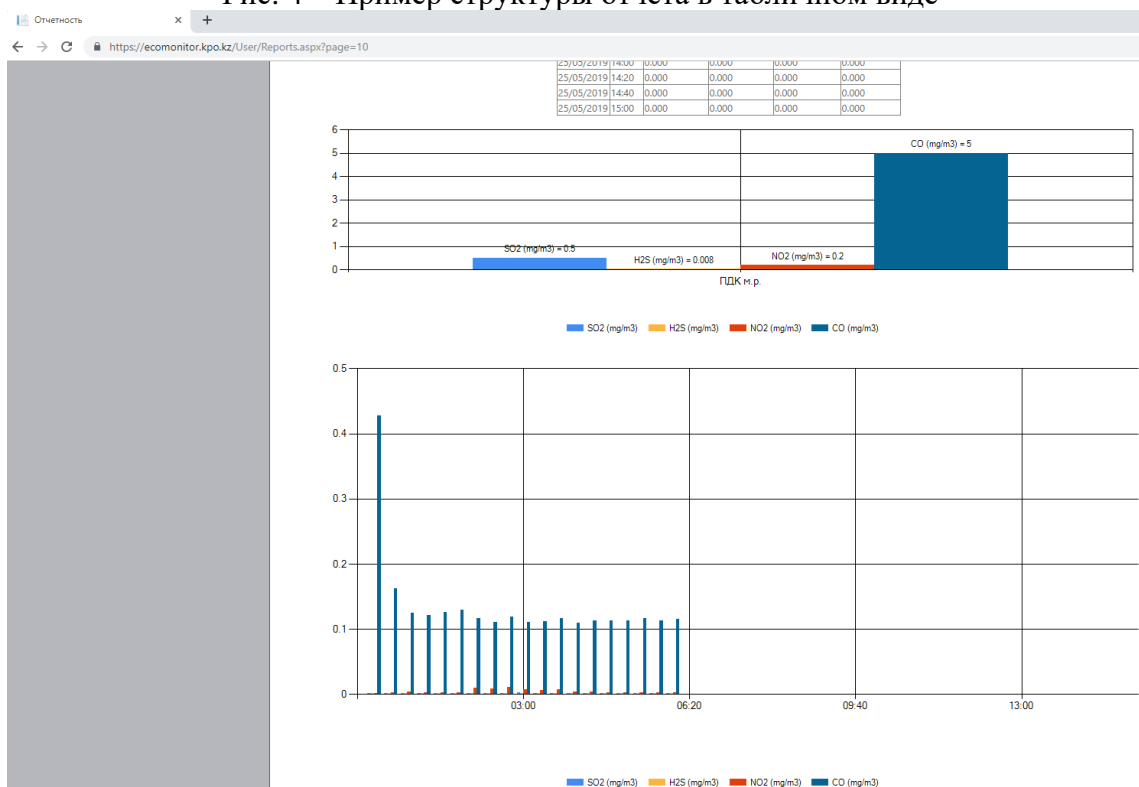


Рис. 5 –Пример отчета в графическом виде

Автоматизированный процесс обработки данных и генерации отчетов позволил обрабатывать данные со всех станций экологического мониторинга согласно разработанной и внедренной бизнес логике генерировать достоверные отчеты с учетом норм ПДК и всех метеорологических условий за любой требуемый период.

Литература

1. Краткая характеристика нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kpo.kz/ru.html>.
2. Прахова М.Ю., Нагуманов Х.Г. Мониторинг экологической безопасности нефтегазовых объектов: Учебник. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2016. - 264 с.
3. О Национальной гидрометеорологической службе Казахстана [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kazhydromet.kz/ru/p/o-nacionalnoj-gidrometeorologiceskoj-sluzbe-kazahstana>,

УДК 620.193.4

ОБ ИЗУЧЕНИИ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННЫЕ ИЗНОСЫ В ТРУБОПРОВОДАХ.

К.А. Мамедов¹, Н.М. Сафаров¹, С.Т. Алиев²

1- НИПИ «Нефтегаз», SOCAR

2- “Midstream Operations” LTD, SOCAR.

k.a.mammedov@gmail.com, n.safarov@gmail.com

s.t.aliyev@gmail.com

В статье были исследованы факторы, влияющие на коррозионно-эрозионные и механические износы внутрипромыслового трубопровода. В целях уменьшения коррозионно-эрозионных износов трубопроводной системы рекомендуется использовать гидроциклон для удаления механических компонентов из продуктов скважин и комплексный бактерицидный ингибитор. Кроме того, в результате лабораторных и промышленных испытаний предложен новый реагент комплексного действия, который обеспечивает защиту от коррозионно-эрозионных износов и микробиологической коррозии. Было выявлено что, данный реагент может использоваться как для защиты от коррозии, так и с целью уменьшения гидравлических потерь и вязкости транспортируемой нефти.

Ключевые слова: экология, окружающая среда, реагент комплексного действия, трубопровод, агрессивная среда, коррозия.

Известно, что исследование причин возникновения коррозии и улучшение методов защиты от коррозии, с целью обеспечения непрерывной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов, снижения затрат на транспортировку и защиты окружающей среды путем регулярного изучения коррозионной агрессивности транспортируемой продукции, является актуальной задачей.

Необходимо отметить, что именно в результате коррозионно-эрозионных повреждений трубопроводов происходят незапланированные аварии, в следствии которых вредные вещества загрязняют почву и грунтовые воды[1-2]. А это, в свою очередь, приводит к нарушению экологического равновесия окружающей среды. В настоящее время, для защиты трубопроводов от коррозионно-эрозионных износов и микробиологической коррозии применяются различные методы [3]. Выбор оптимальных методов надежной защиты осуществляется с учетом различных факторов, вызывающих коррозионно-эрозионное разрушение как внутренних, так и наружных поверхностей трубопроводов.

Процессы коррозии и эрозии на внутренней стенке трубопровода происходят за счет коррозионно-агрессивных элементов (например, водорастворимые минеральные соли, хлориды, сульфаты, сульфиды, углеводороды, соединения нефти и кислорода, сероводород,

диоксид углерода, кислород, диоксид углерода и серы, и т.д.) и механических комбинаций, содержащихся в нефти, газе и пластовой воде (щелочная, нейтральная и кислотная среда) [4]. Помимо этого, внутренняя коррозия также зависит от марки металла, режима течения транспортируемой среды, способности увлажнения поверхности металла, скорости потока, давления, температуры и так далее [5]. Эти процессы интенсифицируются в результате увеличения скорости, давления и температурного режима потока жидкости. Эрозионное разрушение трубопровода происходит в электрохимическом процессе - путем разрушения оксидных покрытий металлической поверхности, в результате абразивного воздействия транспортируемого продукта, содержавшего механические примеси или контакта транспортируемых продуктов с поверхностью оборудования. Поэтому, эрозионные процессы в трубах рассматриваются как стимулирующий фактор коррозии и должны изучаться параллельно с изучением интенсивности коррозионно-эрозионных процессов.

Однако в результате трения между механическими примесями и поверхностью трубопровода механический распад металла может превышать коррозионный распад из-за его интенсивности независимо от коррозионной активности среды. С этой точки зрения, исследование механического износа следует рассматривать отдельно. Коррозионно-эрозионное разрушение оборудования внутрипромысловой транспортной системы считается одной из основных причин сокращения срока эксплуатации трубопроводов и увеличения ремонтных работ. Учитывая, что коррозия и эрозия в трубопроводе протекают одновременно и эти процессы зависят от ряда факторов, то целесообразнее исследовать в лабораторных условиях интенсивность разрушения оборудования в транспортной системе, принимая во внимание физические и химические свойства окружающей среды. Интенсивность коррозионно-эрозионного разрушения измеряется в единицах мм/год с учетом глубины коррозии

Этот показатель считается одним из основных инструментов для классификации коррозионно-эрозионного разрушения внутрипромыслового оборудования (слабая коррозия - менее 0,3 мм/год, средняя коррозия - 0,3-0,5 мм/год, высокая коррозия - 0,6- 2,4 мм/год и очень высокая - более 2,4 мм/год) [6].

Для определения состава транспортируемой продукции используются результаты анализов качественных характеристик нефти, попутного газа и пластовой воды. При этом, объем отбираемых проб для лабораторных исследований должен быть достаточным для проведения анализов. Во время отбора проб регистрируются определенные показатели (например, температура продукта, давление, скорость течения и т.д.).

В лабораторных условиях определяется количество свободного газа отделяемого от пробы, плотность нефти и воды, вязкость и тип механических соединений (песок, глина, алевроиды, глинистый песок, продукты коррозии и т.д.). Необходимо отметить, что основными агрессивными агентами являются кислород, диоксид углерода и сероводород.

Если содержание углекислого газа в транспортируемом продукте превышает 2% при давлении 0,01-0,02 МПа, а содержание сероводорода превышает 1% и давление составляет 0,00015 МПа, то это создает благоприятные условия для развития процесса крекинга-коррозии.

Коррозионная агрессивность транспортируемой среды в основном должна учитываться при рассмотрении напряжений на стенки трубопровода (под воздействием внутреннего давления) во время эксплуатации [5]. Для этого рассчитывают допустимые изменение геометрических размеров в результате коррозионного разрушения и срок безаварийной эксплуатации.

Учитывая специфику конструкций трубопроводов и их способность выдерживать усталость, в основном из-за точечной коррозии, период эксплуатации следует рассчитывать исходя из количества аварий. В агрессивных средах планируются профилактические обслуживания для полных замен труб эксплуатирующего трубопровода на основе определения времени аварии.

Скорость коррозии увеличивается в результате разрушения гидроксидных защитных слоев со слабой прочностью из-за гидроабразивного эффекта потока на внутреннюю поверхность трубопровода. Разрушительная способность потока (т.е. эрозии) зависит от свойств жидкости (пластовой воды), скорости движения, угла наклона потока к поверхности металла, механических примесей в жидкости и их твердости.

Гидроабразивное воздействие потока на интенсификацию коррозионных процессов, наблюдается в случаях движения потока жидкости по трубам со скоростью, превышающей 0,5 м/с и в основном происходит при транспортировке жидкости с помощью электрических центробежных насосов.

Коррозионная-эрозия в основном происходит на внутренней поверхности труб, особенно в точках пересечений, в местах возникновения вихрей и при резком изменении направления потока.

Если размеры механических примесей в форме песка составляют 0,1-0,25 мм, а вес - выше 0,01% от веса потока, то в этом случае возникает опасность эрозионного износа.

Фактически коррозионно-эрозионный процесс на трубопроводе определяется путем размещения круглых образцов с плоской поверхностью непосредственно на линии потока. Следует иметь в виду, что образец нужно устанавливать в участке с максимальным изгибом трубы.

Изучение процессов коррозионно-эрозионного износа на эксплуатируемых трубопроводах считается одной из самых сложных и весьма трудоемких работ. Тем не менее, для определения аварийных остановок во время эксплуатации трубопроводных систем необходимо запрограммировать функциональные возможности трубопроводов с учетом скорости потока жидкости, давления, температурного режима, эрозии и механических факторов.

Для этого предложен математически статистический методом группового учета аргументов (МГУА), который по сравнению с другими методами требует меньше исходных аргументов, наряду с группировкой и учетом более устойчивых фактов (скорость потока жидкости, давление, температурный режим, эрозия и механические примеси). Алгоритм МГУА, который был принят для решения проблемы, позволяет оптимально разделить процесс, имеющий разные факты, тем самым позволяя получить начальные аргументы через совместимую программу.

На основании исследований коррозии составлена сводка интенсивности коррозии для стали помещенную в систему «нефть-газ-вода».

Защита внутрипромыслового оборудования от эрозионной-коррозии и от механического износа для надежной эксплуатации, а в конечном счете для охраны окружающей среды выполняется за счет следующих действий:

- использование бактерицидных реагентов и ингибиторов комплексного действия;
- использование гальванических анодов и катодной защиты;
- использование противокоррозионных покрытий для защиты от коррозии;
- очистка транспортируемого продукта от механических примесей и агрессивных газов;
- использование неметаллических композиций;
- использование коррозионностойких труб;
- регулирование режимов работы трубопроводов, в зависимости от условий окружающей среды и т. д.

Наличие механических примесей внутри промысловой системы добычи связано с выделением большого количества песка, осевшего на поверхности при эксплуатации нефтяных месторождений, которые расположены на мягких породах. Это, в свою очередь, приводит к возникновению осложнений при сборе и транспортировке продуктов нефтяных скважин, наряду с аварийными остановками при закупорке трубопроводов.

Остановка эксплуатации скважин, связанная с закупоркой внутрипромысловой системы, в результате заклинивания глубинных насосов может привести к подземному ремонту скважин. Скопление песка внутри коллекторов и в резервуарах также усложняет их эксплуатацию, вызывая дополнительные материальные затраты и рабочее время для очистки. Кроме того, абразивные частицы, содержащиеся в жидкостях, ускоряют износ рабочих органов насосов, используемых при добыче и транспортировке нефти.

Вышеуказанные осложнения могут быть устранены путем удаления механических примесей непосредственно у нефтяных скважин. Опыт показывает, что для удаления механических примесей из продуктов нефтяных скважин принято использовать гидроциклонное оборудование.

Отметим, что использование ингибиторов также является одним из наиболее эффективных способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии. Высокая вязкость жидкости, транспортируемой по трубопроводам, является одним из основных факторов, приводящих к снижению эффективности транспортировки. С этой целью разработан комплексный реагент, позволяющий решить проблему коррозии. Этот реагент, как и ингибитор коррозии, обладает способностью гидрофобировать поверхность металла, а также снижать вязкость нефти и уменьшать гидравлические потери, благодаря содержанию в своем составе ПАВ [4, 5, 7].

Результаты испытаний, проводимых в трубопроводной системе нефтяных месторождений ПО «Азнефть», подтвердили вышеперечисленные свойства реагента.

Выводы и рекомендации:

1. Для защиты от коррозионно-эрозионного разрушения внутрипромысловой трубопроводной системы рекомендуется использовать гидроциклонные устройства, предварительно очищающие транспортируемый продукт от механических примесей, наряду с внедрением комплексного бактерицидного ингибитора.

2. Применение реагента уменьшает количество аварий вызванных коррозией труб, тем самым сводит к минимуму затраты на ремонтные работы и затраты на обеспечения экологической безопасности объектов.

Литература

1. К.Н.Нагуманов, Р.А.Андреев, С.М.Насыбуллин. Защита промысловых трубопроводов от почвенной коррозии. М., журнал «Нефтяное Хозяйство», 2005, №4, с. 66-69.

2. Н.А.Гаррис, С.А.Максимова. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды. М., Журнал «Нефтяное Хозяйство», 1990, №1, с.63 - 64.

3. Вагапов Р.К. Ингибиторная защита от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов//Коррозия: материалы, защита. 2007, №1, с.17-23

4. Кулиев М.М., Мамедов К.А., Гамидова Н.С., Велиев Ф.Г., Влияние многфункционального ингибитора на коррозионно-механическое разрушение нефтепромыслового оборудования// Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2015 № 5, с. 33-36.

5. К.А.Мамедов. Повышение эффективности эксплуатации внутрипромысловой трубопроводной системы. Баку, журнал «Азербайджанское Нефтяное Хозяйство», 2014, № 6, с. 49-51.

6. Ф.А. Каменщиков, Н.Л. Черных. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях/ Москва-Ижевск 2007 с.25

7. Мамедов К.А., Гамидова Н.С., Алиев Т.С. Разработка новых ресурсосберегающих технологий для повышения эффективности эксплуатации системы транспортировки нефтепродуктов//«Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», 2019 № 1(117) с.82-88

ОБ ИЗУЧЕНИИ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННЫЕ ИЗНОСЫ В ТРУБОПРОВОДАХ

К.А. Мамедов, Н.М. Сафаров, С.Т. Алиев

В статье были исследованы факторы, влияющие на коррозионно-эрозионные и механические износы внутрипромыслового трубопровода, В целях уменьшения коррозионно-эрозионных износов трубопроводной системы рекомендуется использовать гидроциклон для удаления механических компонентов из продуктов скважин и комплексный бактерицидный ингибитор. Кроме того, в результате лабораторных и промышленных испытаний предложен новый реагент комплексного действия, который обеспечивает защиту от коррозионно-эрозионных износов и микробиологической коррозии. Было выявлено что, данный реагент может использоваться как для защиты от коррозии, так и с целью уменьшения гидравлических потерь и вязкости транспортируемой нефти.

Ключевые слова: экология, окружающая среда, реагент комплексного действия, трубопровод, агрессивная среда, коррозия.

THE STUDY OF MAJOR FACTORS CAUSING CORROSION-EROSION WEAR IN PIPELINES

K.A.Mamedov, N.M.Safarov, S.T.Aliyev

The article investigated the factors affecting the corrosion-erosion and mechanical wear of the infield pipeline .In order to reduce corrosion and erosion wear of the pipeline system, it is recommended to use a hydrocyclone to remove mechanical components from well products and a complex bactericidal inhibitor. In addition, as a result of laboratory and field tests, a new complex-effect reagent was proposed, which provides protection against corrosion and erosion wear and microbiological corrosion. It was revealed that this reagent can be used both for protection against corrosion and for the purpose of reducing hydraulic losses and viscosity of the transported oil.

Keywords: ecology, environment, reagent of complex action, pipeline, aggressive environment, corrosion.

УДК 504.05:62/69

СОСТОЯНИЕ И ИЗМЕНЕНИЯ ФИТОПЛАНКТОНА СТРУКТУРЫ ТЮБ-КАРАГАН

А. Кенжегалиев, А.А. Абилгазиева, А.К. Шахманова, Д.К. Кулбатыров, М.К. Оразгалиева

НАО «Атырауский университет нефти и газа им.С.Утебаева», Казахстан

Если в прошлые годы на данном исследуемом участке встречались от 4-х до 6-ти видов водорослей, то в 2018 г. их количество возросло до 10. Причем, средняя численность за исследуемый год составил один из новых видов – цианобактерии, превзошли остальные виды - 53,6%.

Ключевые слова: залив, динофитовые, эвгленозои, миозои, охрофитовые и цианобактерии.

If past years in this study area there were from 4 to 6 species of algae in 2018, their number increased to 10. Moreover, the average number for the year under study one of the new species of cyanobacteria exceeded the other species by 53.6%.

Keywords: Bay, dinophyceae, euglenozoa, mizoi, kropotova and cyanobacteria.

Введение

Фитопланктон - совокупность микроскопических растений (преимущественно водорослей), обитающих в толще морских и пресных вод и пассивно передвигающихся под влиянием водных течений.

К фитопланктону относятся протококковые водоросли, диатомовые водоросли динофлагелляты, кокколитофориды, и другие одноклеточные водоросли (часто колониальные), а также цианобактерии.

Фитопланктон является первичным продуцентом органического вещества в водоёме и служит пищей для зоопланктона и зообентоса. Бурное размножение фитопланктона вызывает «цветение воды».

Исследованию состояния фитопланктона в исследуемом районе посвящены работы [1-2], где указаны, что в разные годы по численности и биомассе преобладают разные виды водорослей.

Объект и методы исследования

Пробы фитопланктона отбирались из поверхностного слоя воды и фиксировались 4% формалином. Затем они концентрировались осадочным методом [3-5]. В лабораторных условиях пробы обрабатывались общепринятым методикам [6-9], определялись: видовой состав, численность видов – млн. кл. на куб.м, биомасса – мг на куб.м водорослей

Результаты и их обсуждения

Как и в прежние годы, исследования проводились с трех сторон структуры Тюб-Караган на равных расстояниях от периметра. В отличие от прошлых лет, в 2018 г летнего периода исследования не проводились. Их результаты приведены в таблице 1-3 и на рисунках 1 и 2.

В таблице 1 приведен видовой состав фитопланктонов по сезонам за исследованный период.

Таблица 1 - Видовой состав фитопланктона по сезонам 2018 г.[10].

Таксономический состав	Количество видов/таксонов		
	зима	весна	осень
Vacillariophyta/ Диатомовые	31	18	42
Dinophyta/ Динофитовые	2	7	-
Chlorophyta/ Зеленые	3	2	4
Chrysophyta/ Золотистое	1	4	
Cyanobacteria/ Цианобактерии	-	-	9
Euglenozoa/ Эвгленозои	-	-	1
Miozoa/ Миозои	-	-	10
Ochrophyta/ Охрофитовые	-	-	1
Всего	37	31	67

Как видно из данной таблицы, по результатам исследований обнаружены зимой 37 вида, весной -31 вида, а осенью 67 видов, из них 21 вида встречались впервые выявленные исследованиями последних двух лет, такие как – динофитовые, эвгленозои, миозои, охрофитовые и цианобактерии. Количество встречаемых видов от зимы к весне уменьшилась, а к осени возросла более 2-х раза, за счет новых видов. Причем последние четыре обнаружены только в период осеннего исследования. Остановимся кратко:

Cyanobacteria – цианобактерия или синезеленые водоросли, или цианен- отдел крупных грамотрицательных бактерий, способных к фотосинтезу, сопровождается выделением кислорода.

Охрофитовые водоросли или охрофиты (лат. *Ochrophyta*) — отдел одноклеточных, колониальных и многоклеточных водорослей, входящий в состав группы разножгутиковых.

Эвгленозои (лат. Euglenozoa) - тип одноклеточных протистов.

Включает разнообразные свободноживущие виды, а также ряд паразитов, в том числе вызывающих болезни человека. Группа состоит в основном из монофилетических таксонов.

Miozoa - таксономический тип в пределах супертип Alveolata (Альвеоляты).(лат. *Alveolata*) или Альвеолобионты, — надтип протистов (*Protista*), объединяющий ряд таксономических групп, в том числе инфузорий, споровиков и динофлагеллят.

В таблице 2-3 приведены средние значения численности и биомассы основных групп фитопланктона за 2018 г.

Таблица 2 – Средние значения численности основных групп фитопланктона за 2018 г. млн.кл/м³

Станции	Vacillariophyta/ Диатомовые	Dinophyta/ Динофитовые	Chlorophyta/ Зеленые	Chrysophyta/ Золотистое	Суанопхита/ сине-зеленые	Euglenophyta/ эвгленовые	Miozoa/ Миозои	Ochrophyta/ Охрофитовые	Суанобактерии/ Цианобактерии	Euglenozoa/ Эвгленозои	Всего
1	39,1	33,5	0,0	0,0	0,1	0,0	4,5	0,1	31,1	0,0	108,4
2	13,2	77,7	0,6	0,0	0,00	0,0	5,4	0,1	278,8	0,6	376,4
3	24,6	92,0	5,5	0,0	0,3	0,0	1,1	1,1	216,7	0,0	341,3
4	72,0	47,8	0,0	0,0	1,6	0,0	3,9	0,6	23,9	0,0	149,8
5	69,0	92,0	0,6	0,0	0,00	0,0	2,9	0,1	105,0	0,0	269,6
6	40,2	75,0	1,2	0,0	0,05	0,0	5,5	0,6	101,7	0,0	242,25
7	36,6	11,6	10,0	0,0	0,69	0,0	0,6	0,0	118,3	0,0	177,79
8	40,0	78,5	0,0	0,0	0,00	0,0	3,8	0,6	303,4	0,0	426,3
9	27,1	155,1	3,9	0,0	0,00	0,0	2,8	0,0	66,7	0,0	255,6
Средний	40,2	73,7	2,4	0,0	0,3	0,0	3,4	0,3	139,4	0,1	259,8

Таблица 3 – Средние значения биомассы основных групп фитопланктона за 2018 г. г/м³

Станции	Vacillariophyta/ диатомовые	Dinophyta/ динофитовые	Chlorophyta/ зеленые	Chrysophyta/ золотистое	Суанопхита/ сине-зеленые	Euglenophyta/ эвгленовые	Miozoa/ Миозои	Ochrophyta/ Охрофитовые	Суанобактерии/ Цианобактерии	Euglenozoa/ Эвгленозои	Всего
1	508,1	31,7	0,0	0,0	0,0	0,00	118,9	1,4	0,5	0,0	660,6
2	53,43	76,1	4,3	0,0	0,0	0,00	57,4	1,4	5,6	8,8	207,03
3	253,4	88,1	1,3	9,7	0,1	0,00	2,8	15,5	1,9	0,0	372,8
4	626,2	49,4	0,6	7,6	0,5	0,00	128,7	8,0	0,2	0,0	821,7
5	247,5	88,1	0,2	0,0	0,0	0,00	31,9	1,4	0,9	0,0	370,0
6	259,7	72,8	0,6	0,0	0,0	0,00	52,9	8,0	0,9	0,0	394,9
7	196,7	8,8	1,9	0,0	0,2	0,00	3,0	0,0	6,2	0,0	225,8
8	296,1	74,0	7,3	0,0	0,0	0,00	40,8	8,0	4,8	0,0	431,0
9	371,2	151,2	0,9	0,0	0,0	0,00	50,5	0,0	1,6	0,0	575,4
Средний	324,5	71,2	2,0	0,2	0,1	0,00	54,1	4,9	2,5	1,0	460,5

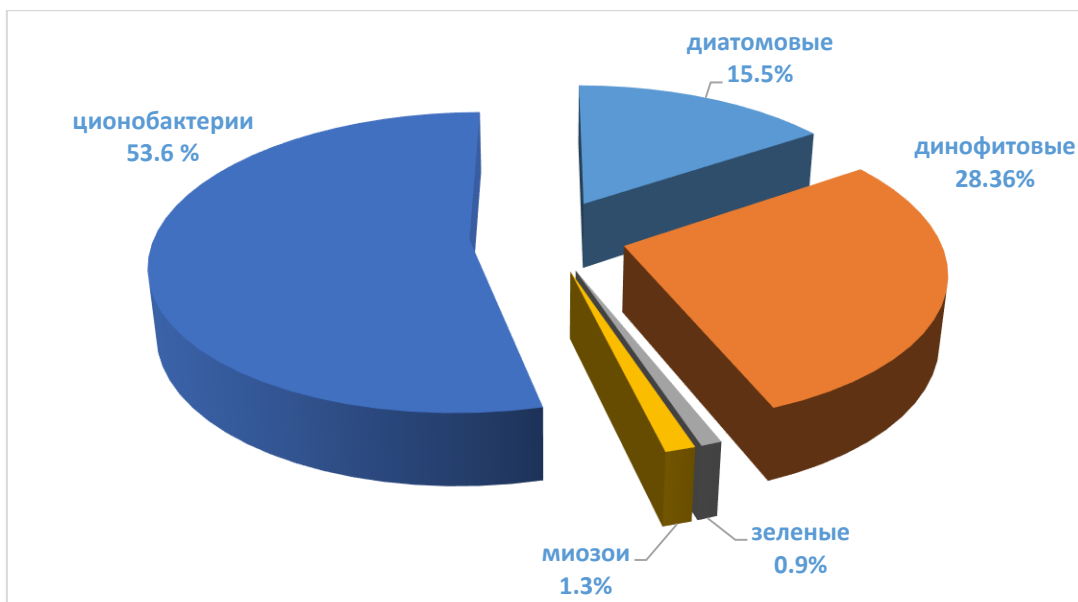


Рисунок 1. Численность основных групп фитопланктона за 2018 г., в % соотношении

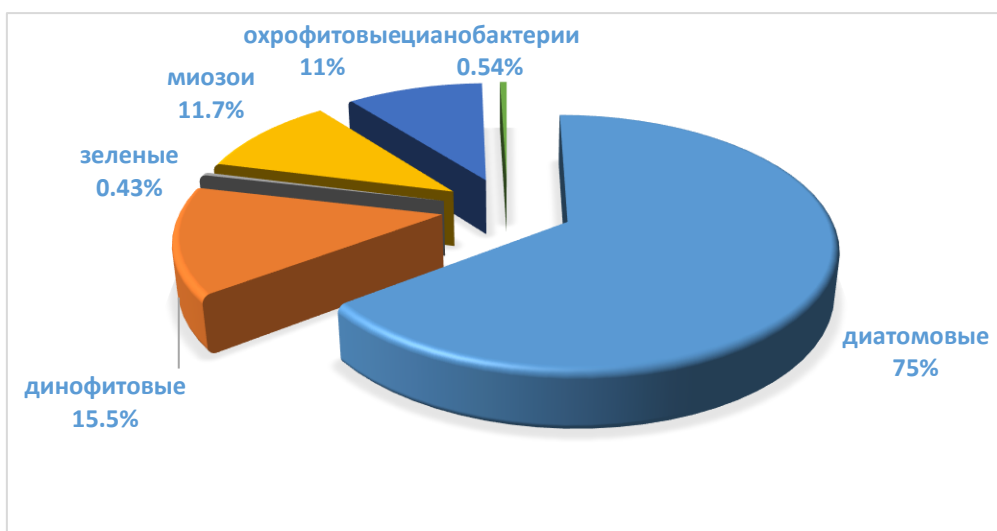


Рисунок 2. Биомасса основных групп фитопланктона за 2018 г., в % соотношении

Как видно из таблицы и рисунка 1, за исследованный период по численности превзошли цианобактерии - 53,6 %, а по биомассе диатомовые водоросли - 72%.

Исследования, проведенные в 2018 г. позволили сделать следующие выводы:

1. В 2018г. обнаружены новые виды водорослей: динофитовые, миозои, охрофитовые, цианобактерии.
2. За исследованный период по численности превзошли цианобактерии - 53,6 %, а по биомассе диатомовые водоросли - 72%.

Литература

1. Kenzhjegalyev A., Abylgazieva A., Shakhmanova A., Kulbatyrov D. Dynamics of the condition of phytoplankton near the Tub – Karagan bay//ВестникАИНГ. - 2017г. - №2. - С. 59-64
2. Кенжегалиев А., Абилгазиева А.А., Шахманова А.К., Кулбатыров Д.К. Состояние гидробионтов в Тюб-Караганском заливе// Нефть и газ. – 2018. - № 2. – С. 132-143.

3. A.Kenzhjegaliyev, A.A.Abylgazieva, A.K. Shahmanova. Condition of hydrobionts in tub – Karagan bay// HERALD TarSU of a name of M.Kh. Dulati «Nature and problems of anthroposphere» international science journal - № 3, - 2016. - p.65-72.
4. Киселев И.А. Методы исследования планктона. В кн. Жизнь пресных вод СССР, М.-Л., изд-во АН СССР, 1956, т. 4, вып. 1, с. 183 – 265.
5. Руководство по методам гидробиологического анализа поверхностных вод и донных отложений, Л., Гидрометеиздат, 1983, с. 78 – 86.
6. Состояние биоразнообразия в Казахстанской части Каспийского моря. Национальный доклад РК, Атырау, 2000, с. 26 – 36.
7. Методические указания к изучению бентоса южных морей СССР. – М.: ВНИРО, 1983.-13 с.
8. Методика изучения биогеоценозов внутренних водоёмов. – М.: Наука. - 1975.- 240 с.
9. Методическое пособие при гидробиологических рыбохозяйственных исследованиях водоёмов Казахстана (планктон, зообентос). Алматы, - 2006.- 27 с.
10. Морской мониторинг воздействия. Отчет о НИР (заключит.) / ТОО «Казахстанское Агентство Прикладной Экологии». – Алматы, 2018 г., - 326 с.

ТҮБ - ҚАРАҒАН ҚҰРЫЛЫМЫ ФИТОПЛАНКТОНДАРЫНЫҢ ӨЗГЕРУ ЖАҒДАЙЫ

Кенжегалиев А., Абилгазиева А.А., Шахманова А.К., Кулбатыров Д.К., Оразгалиева М.К.
«С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ

Егер былтырғы жылдары зерттелген аумақта 4-тен 6-ға дейін балдырлар түрі кездесе, 2018 ж. олардың саны 10 дейін артқан. Зерттелген жылы цианобактерияның жаңа түрінің орташа саны басқа түрлерден 53,6% артып кеткен.

Түйін сөздер: шығанақ, динофит, эвгленозои, миозои, охрофитті және цианобактериялар

CONDITIONS CHANGE OF PHYTOPLANKTON TYUB-KARAGAN STRUCTURE
Kenzhegaliev A., Abilgazyeva A.A., Shakhmanova A.K., Kulbatyrov D.K., Orazgalieva M.K.
NPJS«Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebayev»

If past years in this study area there were from 4 to 6 species of algae in 2018, their number increased to 10. Moreover, the average number for the year under study one of the new species of cyanobacteria exceeded the other species by 53.6%.

Keywords: Bay, dinophyceae, euglenozoa, mizoi, kropotova and cyanobacteria

ФАКТОРЫ РИСКА ДЛЯ БИОЛОГИЧЕСКОГО И ЛАНДШАФТНОГО РАЗНООБРАЗИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

¹А.Ф. Сокольский, ²А.Ш. Канбетов

¹Астраханский государственный архитектурно-строительный университет (Россия),
a.sokolsky@mail.ru

²Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева (Казахстан)

В работе приводятся материалы по запасам нефтеуглеводородов и газа в российском и казахстанском секторах Северного Каспия. Даются анализ распределения нефти в речных водах реки Волга и Урал. Выполнена оценка загрязнения нефтью казахстанской части Северного Каспия. Сделан вывод об отсутствии загрязнения нефтью в этой части моря.

Ключевые слова: нефть, газ, реки Волга, Урал, восточная часть Северного Каспия.

The paper presents materials on the reserves of hydrocarbons and gas in the Russian and Kazakh sectors of the Northern Caspian sea. The analysis of oil distribution in the river waters of the Volga and Ural rivers is given. Assessment of oil pollution in the Kazakhstan part of the Caspian sea. It is concluded that there is no oil pollution in this part of the sea.

Keywords: Oil, gas, Volga, Ural rivers, Eastern part of the Northern Caspian

В оценках влияния загрязнения на биологическое разнообразие существует два подхода. Наиболее распространенный подход основывается на оценках ПДК, второй подход – на оценки состояния объектов на которые оказывается воздействие. Второй подход тесно связан с изучением характеристики работ, связанных с оказанием воздействия.

Оценки извлекаемых ресурсов нефти Каспийского моря колеблются от 4 до 30 млрд.т. На шельфе российского сектора Каспийского моря открыто 8 многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений: им. Ю. Корчагина, Хвалынское, 170-ый км, Кувькина (бывшее Сарматское), В. Филановского, Ракушечное, Западно-Ракушечное, Морское и еще более 20 перспективных структур [1].

К настоящему времени на территории Республики Казахстан углеводородные ресурсы выявлены в шести областях и распределены крайне неравномерно. Основным нефтегазодобывающим районом страны является Западный Казахстан, территория которого включает четыре административных образования: Атыраускую, Мангистаускую, Западно-Казахстанскую и Актюбинскую области. Главными источниками перспективного развития отрасли являются крупные запасы углеводородного сырья, обнаруженные в ходе проведения поисково-разведочных работ на ряде структур, расположенных в новых зонах.

На территории Казахстана выявлено более 200 месторождений углеводородного сырья, 77 из которых разрабатываются в настоящее время. В Западном Казахстане сосредоточено 90% месторождений из числа разведанных, а 98,2% из их числа находятся на разной стадии эксплуатации.

Наиболее крупными по разведанным запасам являются месторождения Тенгиз, Карачаганак, Жанажол, Жетыбай, Кенбай, Каламкас, Каражанбас, Кумколь, Узень. Их суммарные извлекаемые запасы составляют: по нефти – 1,565 млрд. т, по газовому конденсату – 650 млн.т. Только по Карачаганакскому проекту предусматривается добыча нефти и газового конденсата в объеме 12 млн. т в год, газа – 25 млрд. м³ в год, что составит не менее 48 млрд. долларов США дохода, включая налоги и другие платежи в бюджет. По оценкам итальянской компании ENI, запасы нефти самого крупного в регионе

месторождения - Кашаган - составляют 4,8 млрд. т (для сравнения, все разведанные запасы США не превышают 3 млрд т), из которых 1,5 млрд. т являются доказанными. Также основным перспективным районом для поисков и добычи нефти в пределах Каспийского моря является часть, примыкающая к Казахстану и в первую очередь к северу и к западу от полуострова Бузачи. Перспективность этого района доказана бурением скважин на структуре Кашаган.

В контексте настоящего исследования следует признать, что связанные с достаточно высоким нефтегазовым ресурсным потенциалом Северного Каспия планы топливно-энергетических компаний по активизации разработки морских и прибрежных месторождений углеводородов, какими бы методами и технологиями не осуществлялась их разработка, должны привести к усилению антропогенного присутствия и воздействий на морскую среду и экосистемы региона.

Исследованиями проведенными ранее [1] установлено, что в 1995-2004 годах средняя концентрация углеводородов в водах Нижней Волги составляла 0,20 мг/л. В вершине дельты и водотоках верхней и средней зоны средняя концентрация углеводородов составила 0,21 мг/л. Только в западной части средней зоны дельты было отмечено повышение средней концентрации углеводородов в воде до 0,23 мг/л.

На рис. 1 приведены данные о характере межгодовой изменчивости концентрации углеводородов в воде в вершине дельты Волги за 2-ой, 3-ий и 4-ый кварталы 1995-2004 годов.

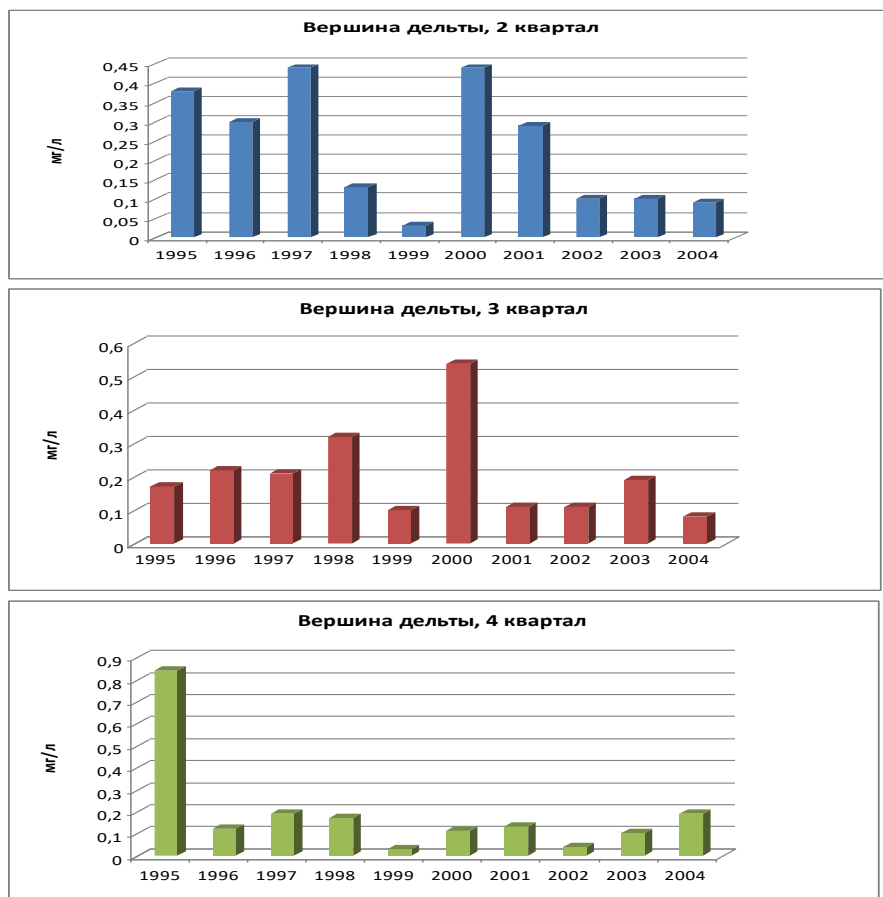


Рис. 1 Межгодовые изменения концентрации углеводородов в воде вершины дельты Волги

Наибольшая концентрация загрязняющих веществ в воде обычно наблюдалась в зимнюю межень, а наименьшая – в летнюю или осеннюю межень. Пространственная изменчивость, как правило, выражена слабее, чем временная (сезонная и межгодовая).

В реке Урал по ходу течения проходит частичный процесс самоочищения от нефтепродуктов и фенолов. Концентрация нефтепродуктов не превышает соответствующие ПДК. Содержание фенолов также не превышает норму. Только на станциях «7пост» они обнаружены на уровне 2ПДК, что можно объяснить некоторым загрязнением речных вод (табл. 1)

Таблица 1. Гидрохимическая характеристика реки Урал

Показатели	Точки отбора проб, мг/ дм ³		
	Балыкши	7 пост	Малая дамба
Нефтепродукты	0,009	0,010	0,008
Фенолы	0,001	0,002	0,001
Хлориды	132,3	139,3	131,4
Сульфаты	133,36	143,2	135,83
Фосфаты	0,32	0,46	0,34
Нитриты	<0,2	<0,2	<0,2
Нитраты	1,51	1,93	1,63
Аммоний солевой	<0,5	<0,5	<0,5
Жесткость общая, мг экв/дм ³	4,71	4,68	4,65
БПК ₅	1,22	1,76	1,97

Исследования гидролого-гидрохимического и токсикологического режима Северо - Восточной части Каспийского моря в 2009 году проводились в летний и осенний период. Водные массы мелководной части Северного Каспия формируются под воздействием стока рек Урал и Кизил-Иртыш, которые являются основными источниками загрязнения (речные стоки, объекты и предприятия добычи, стоки с других городов). В пробах воды, отобранных в вышеуказанных квадратах, выявлены превышения предельно допустимых норм хлоридов – в квадратах 8 и 40 до 3-4 раз, в квадратах 12-27 до 5 раз (таблица 2). Содержание сульфатов превысило норму в 1,8 раз в квадратах 8 и 12, и в 2,4 раза в квадрате 40. По фенолам и нефтепродуктам превышения ПДК не выявлено. Содержания нитратов и нитритов также не превышает предельно – допустимых концентраций.

Таблица 2. Содержание гидрохимических веществ в воде Северо – Восточной части Каспийского моря летом 2009 г.

Показатели, мг/дм ³	Станций отбора					
	кв.8	кв.12	кв.27	кв.38	кв.40	кв.62
Нитриты	0,023	0,06	0,023	0,022	0,023	0,03
Нитраты	2,7	1,8	2,7	2,9	2,7	5,3
Хлориды	1535,5	1568,7	1809,4	369,4	1128,8	581,0
Сульфаты	900,0	900,0	700,0	140,0	1200,0	150,0
Нефтепродукты	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005
Фенолы	<0,0008	<0,0008	<0,0008	<0,0008	<0,0008	<0,0008

Значительная часть тяжелых металлов поступает в море из реки с паводковыми водами. Концентрация цинка летний период значительно превышает предельно – допустимые показатели по всем станциям. В водах квадратов 12, 27 содержание цинка составляет 9,10 ПДК. Концентрация марганца в 2 раза превысило ПДК на всех станциях. По другим видам тяжелых металлов превышения нормы не наблюдалось.

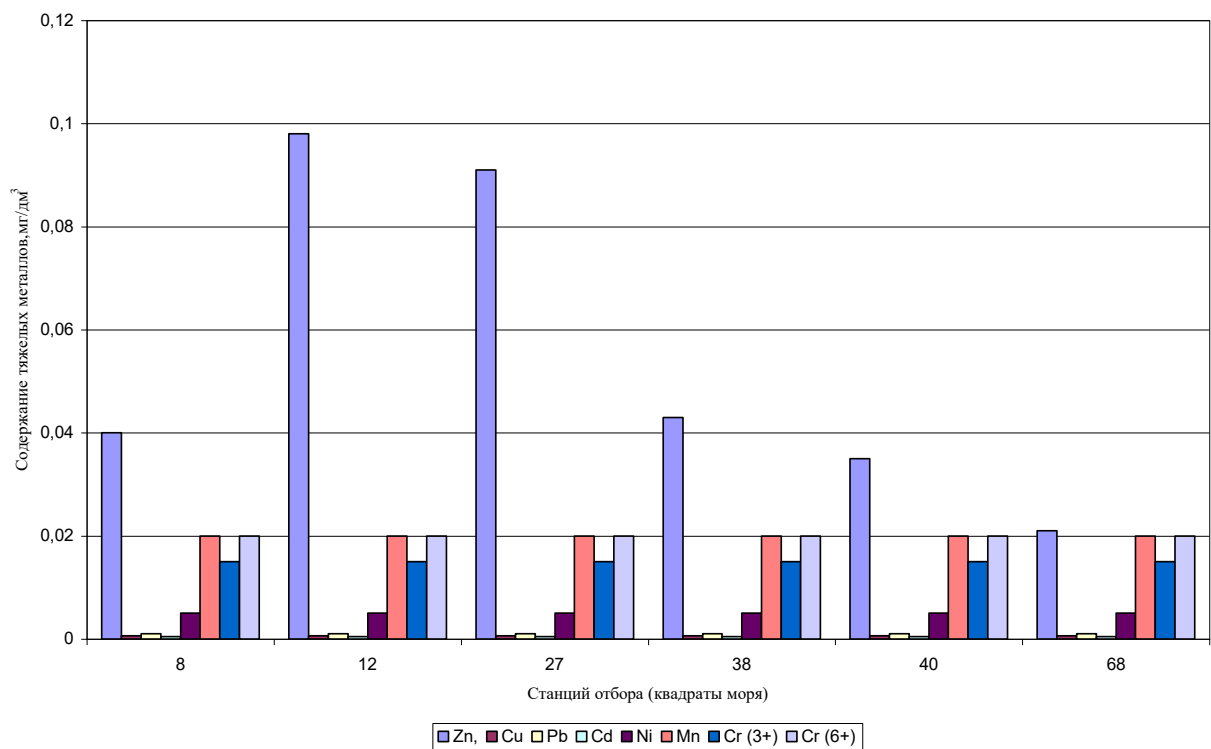


Рис. 2 – Содержание тяжелых металлов в воде Северо – Восточной части Каспийского моря летом 2009 г.

В осенний период значения температуры воды исследуемого участка моря были сравнительно высокими и колебались в пределах от 20,3⁰С до 21,0⁰С. Прозрачность воды в момент отбора была ниже, чем в июле и не превышала 0,32 метра из-за высоких концентраций взвесей. Распределение взвешенных веществ может различаться по сезонам. Глубина на период исследований была не более 2 м (таблица .3). В результате геохимических процессов подавляющая часть тяжелых металлов, попадающая в море с речным стоком, оседает на дно и откладывается в донных осадках. Поэтому большинство тяжелых металлов характеризовалась низкой концентрацией в воде. Осенью концентраций трехвалентного хрома достигло уровня ПДК. Концентрация цинка в квадратах 29 и 54 была также в пределах нормы. Остальные виды тяжелых металлов в воде не превышала ПДК (рисунок 3). Внутригодовое различие содержания металлов в воде может быть обусловлено различным соотношением вод в точках отбора проб, которое в свою очередь зависит от направления ветра и потока речных вод в прибрежной зоне. Что касается нефтяного загрязнения, то превышений ПДК по нефтепродуктам и фенолам не выявлено.

Таблица 3. Содержание гидрохимических веществ в воде Северо – Восточной части Каспийского моря осенью 2009 г.

Показатели, мг/дм ³	Станций отбора				
	кв.29	кв.30	кв.31	кв.32	кв.54
Нитриты	0,02	0,02	0,027	0,023	0,023
Нитраты	2,2	2,6	2,2	2,6	2,4
Хлориды	1935,7	2044,5	2566,5	2262,0	2175,0
Сульфаты	130,0	130,0	140,0	140,0	130,0
Нефтепродукты	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005
Фенолы	<0,0005	<0,0005	<0,0005	<0,0005	<0,0005

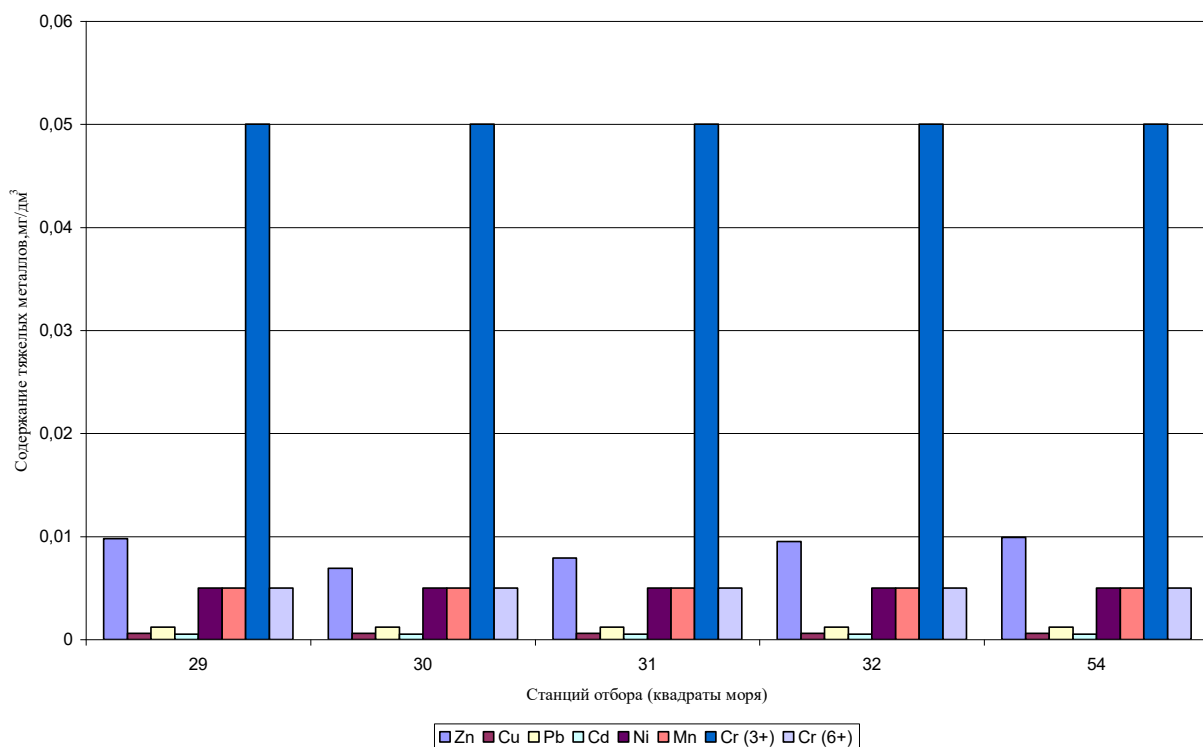


Рис. 3 - Содержание тяжелых металлов в воде Северо – Восточной части Каспийского моря осенью 2009 г.

Таким образом, гидрофизические параметры и гидрохимический, а также токсикологический режим рек Волга и Урала, а также восточной части Северного Каспия в обследованный период находились на благоприятном для жизнедеятельности водных организмов уровне. Расширение масштабов поисково-разведочных работ и интенсивное освоение месторождений в прибрежной зоне и по всему Каспию с каждым годом усиливает антропогенное воздействие на восточную и западную часть Северного Каспия и водную экосистему Каспийского моря в целом. Поэтому необходимо проведение более полных исследований акватории Каспийского моря.

Литература

1. Проект ГЭФ-ПРООН «Задачи сохранения биоразнообразия в политике и программах развития энергетического сектора России», Москва, 2014

ХАРАКТЕРИСТИКА КУРОРТНОГО ПОТЕНЦИАЛА ОЗЕРА ИНДЕР

А.Е. Тлепбергенова, Г.Р. Жаксиева

Атырауский государтсвенный университет имени Х.Досмухамедова
anar_2808@mail.ru, guldana_zhaksieva-91@mail.ru

Район озера Индер (пос. Индерборский, Атырауская область, Республика Казахстан) по наличию природных лечебных ресурсов (крупное месторождение рапы и лечебной грязи оз. Индер, источник минеральной воды, залежи пластов природной соли, относительно благоприятный полупустынный сухой климат с жарким сухим летом и умеренно суровой зимой, слабосхолмленный степной ландшафт и живописные заброшенные карьеры с озерами) является перспективным для организации здесь лечебно-курортного комплекса.

Ключевые слова: озера Индер, лечебные грязи, лечебно-курортное направление, туризм.

Индер көлінің аймағы (Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Индер кенті) табиғи емдік ресурстардың болуы (Индер көлінің тұзды және емдік балшықтың мол қоры, минералды су көзі, табиғи тұз қабаттары, ыстық, құрғақ жазы бар салыстырмалы қолайлы шөлейтті құрғақ климаты, қатал қыста, аздап таулы дала ландшафтында және әсем көлдері бар карьерлер) болашақта медициналық курорттық кешенді ұйымдастыруға мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: Индер көлі, емдік балшық, емдік - курорттық бағыт, туризм.

The region of Inder Lake (Inderborskiy settlement, Atyrau region, Republic of Kazakhstan) by the presence of natural healing resources (large deposit of brine and medicinal mud of Lake Inder, a source of mineral water, deposits of natural salt strata, relatively favorable semi-desert dry climate with hot, dry summers and moderately severe winter, slightly hilly steppe landscape and picturesque abandoned quarries with lakes) is promising for the organization of a medical resort complex here.

Keywords: Inder Lake, therapeutic mud, spa treatment, tourism.

Наличие разнообразных и эффективных природных лечебных ресурсов обеспечивает достаточный комплекс природных лечебных средств для организации следующих видов восстановительного лечения – купание в бассейне с соленой водой, организация галокамеры для лечения соляным аэрозолем, бальнеолечение (рапные ванны, минеральные ванны, питьевое лечение минеральной водой), грязелечение, климатолечение, ландшафтотерапия на маршрутах терренкура, организация различных видов активного отдыха и развлечений на открытом воздухе, наделенном высокими лечебными свойствами [1, 2].

Природные лечебные факторы прибрежной территории оз. Индер -биоклимат, минеральные воды, лечебные грязи, фитонцидные ресурсы растительности — являются основой функционирования и развития здесь лечебно-курортного направления медицины и оздоровительного туризма.

Компоненты грязи оказывают воздействие на человека как рефлекторно, взаимодействуя с нервными окончаниями на коже, так и напрямую, попадая в кровь и влияя на работу различных органов и систем. Эмпирическим путем установлено, что под воздействием лечебной грязи уменьшаются воспалительные процессы, улучшается обмен веществ в тканях, активизируются защитные силы организма [3,4,5]. Тонкие биохимические исследования грязелечения показали, что в результате резорбтивного эффекта в организм попадают такие биологически активные компоненты грязей, как липидные комплексы, гуминовые кислоты, каротиноиды. Эти компоненты обладают

выраженным действием на регуляторные системы организма – нервную, гормональную, иммунную - и также запускают ряд адаптационно-приспособительных реакций. Они обладают также отчетливым бактерицидным эффектом. В целом, механизмы действия грязей носят рефлекторный характер с созданием целого ряда функциональных систем, оптимизирующих адаптационные реакции организма [4, 6-8].

Природным лечебным факторам свойственна естественность и физиологичность воздействия [6-8]. Являясь средствами немедикаментозного лечения, они имеют преимущество перед лекарственной терапией, так как лишены ее побочных отрицательных свойств. Данные факторы привычны для человека, ответные реакции на них закреплены генетически, при их применении обычно не бывает осложнений, характерных для лекарственной терапии, поэтому их можно использовать длительно, курсами и практически всю жизнь для восстановления утраченного здоровья и увеличения продолжительности периода активной жизни. Особенно велика роль плаваний в бассейне и климатотерапии, при которых происходит тренировка гуморальных, нервных и других механизмов терморегуляции, возрастает жизненный тонус и адаптационные возможности организма.

Уровень современного развития курортологии позволяет раскрыть сущность лечебного действия и эффективно применять физико-химические особенности минеральных вод, лечебной грязи, биоклимата в санаторно-курортном лечении и оздоровительном туризме.

Климатические факторы обладают весьма сложными физико-химическими свойствами. Они могут оказывать системное воздействие на организм. Восстановление нарушенных функций идет путем стимулирования более совершенных и экономичных механизмов оздоровления и реабилитации, снижения напряженности функционирования физиологических систем. Так, например, более высокие энергетические затраты при повышенной вентиляции легких при проведении климатотерапии сменяются более экономичными механизмами [9, 10]. Климатотерапия способствует разворачиванию ряда неспецифических и специфических реакций организма, направленных на его оздоровление, особенно при хронических или вялотекущих патологических процессах. Неспецифическое действие климатических факторов можно представить в такой последовательности: изменение термоадаптации; оптимизация обменных процессов; изменение неспецифической и специфической реактивности организма: повышение общей иммунореактивности, фагоцитарной активности лейкоцитов, снижение сенсibilизации организма; оптимизация функций органов и систем [11].

Данные многолетних исследований ученых-курортологов России свидетельствуют о том, что питьевые минеральные воды оказывают выраженное благоприятное действие не только при уже существующих заболеваниях человека, но и являются эффективными средствами повышения резервов здоровья и профилактики болезней [12, 13]. Питьевые минеральные воды универсально влияют на секреторную и моторную функции желудочно-кишечного тракта, как непосредственно (контактно и быстро), так и опосредованно, за счет стимуляции выработки гастроинтестинальных гормонов, информационного влияния на органы-мишени, центральную нервную систему, гормональные блоки высокого уровня биологической интеграции (гипоталамо-гипофизарно-надпочечниковую, тиреоидную и др.) [6,12,14-24]. В результате формируются не только и не столько краткосрочные, сколько долговременные адаптационные реакции, с результирующим эффектом в виде повышения органной и организменной резистентности. Наоборот, при физиологическом стрессе, например, при однократном воздействии (приеме) минеральной воды отмечается кратковременное, на 30 мин, повышение уровня кортизола и раннее (на 30-й мин) повышение уровня инсулина. Приведенные данные позволяют сделать вывод о том, что одним из основных механизмов действия питьевых минеральных вод является формирование адаптационных реакций в гормональных системах различных уровней регуляции. Для их «запуска» необходимо

развитие в организме состояния физиологического стресса. Интегральными показателями этой физиологической стресс-реакции питьевого воздействия могут быть уровень содержания в крови кортизола и инсулина, исследования которых в условиях однократного приема минеральных вод различного состава дает возможность определения степени их лечебно-профилактического действия [12]. Курс приема минеральной воды в течение 18-21 дней способствует улучшению функционирования гормональных блоков организма и, в соответствии с этим, приводит к оптимизации углеводного и жирового обмена, активации ферментов, повышению чувствительности тканей к действию гормонов за счет увеличения числа свободных рецепторов на мембране клеток органов-мишеней.

Доказано, что воды, содержащие ионы натрия и хлора оказывают стимулирующее действие на секрецию гормонов гипофиза и коры надпочечников, которые являются основными регуляторами общей резистентности организма, то есть устойчивости к действию повреждающих факторов самого различного характера [3, 26]. В последние годы выявлено, что курс приема минеральной воды с повышенным содержанием ионов натрия и хлора способствует повышению в крови серотонина – гормона, имеющего прямое отношение к увеличению продолжительности жизни. При заболеваниях верхних дыхательных путей минеральная вода способствует разжижению и уменьшению вязкости мокроты, что облегчает ее отхаркивание. Борсодержащие воды обладают ярко выраженным биологическим, фармакологическим и токсическим действием [3,26], могут оказывать противовоспалительное, противоопухолевое и гиполипидемическое (нормализующее жировой обмен) действие. Благодаря тому, что бор нормализует работу эндокринных желез, он способствует улучшению обмена магния, фтора и кальция – элементов, являющихся основным материалом для «строительства» костей, и тем самым укрепляет и улучшает структуру скелета. Бор регулирует активность многих ферментов, поддерживает в норме обмен нуклеиновых кислот и участвует в их образовании. Известно, что бром оказывает благоприятное влияние на функциональное состояние высшей нервной деятельности. Избыток брома препятствует накоплению йода в щитовидной железе [3,26]. Поступление ионов брома в организм усиливает тормозные процессы в центральной нервной системе, повышает порог болевой чувствительности и тем самым оказывает анальгезирующее действие. В связи с этим бромные ванны применяют для лечения больных невротами (с преобладанием явлений раздражения), а также с заболеваниями опорно-двигательного аппарата с болевым синдромом.

Для целого ряда заболеваний решены такие важные вопросы, как выбор курортного лечения (климатического, бальнеологического, грязевого), времени года в зависимости от особенностей течения болезней, варианта заболевания, функционального состояния организма больного [4, 7]. К настоящему времени получили научное обоснование многие аспекты дозирования основных курортных факторов (закономерность «доза-эффект»), что послужило основой для оптимизации программ курортного лечения. Установлены зависимости регистрируемых эффектов от химического состава минеральных вод, как при внутреннем, так и при наружном их применении, определены принципы конструирования высокоэффективных схем грязелечения при очень большом перечне заболеваний. Получены новые данные о возможностях бальнеотерапии, как одного из ведущих курортных факторов, в том числе при тех заболеваниях, при которых она раньше не применялась (эндокринная патология, ишемическая болезнь сердца с нарушениями сердечного ритма, хронические неспецифические заболевания легких, некоторые формы сочетанной патологии и т.д.).

Месторождение соли на озере Индер можно использовать для оборудования *галокамеры* в составе лечебно-курортного комплекса. Механизм лечебного действия галокамеры основывается на лечебных свойствах сухого соляного аэрозоля, отрицательно заряженных аэроионов и гидроаэроионов морской соли [3, 27]. Отрицательные ионы, попав в дыхательные органы человека, вызывают раздражение мерцательного эпителия,

выстилающего дыхательные пути и раздражение нервных окончаний в легких, а также частично проникают через стенки легочных альвеол в кровь и таким образом оказывают действие на весь организм. Мерцательный эпителий выстилающий дыхательные пути, совершает около 900 колебательных движений в минуту, «выметая» из легких огромное число частиц, попадающих туда. Под влиянием отрицательных ионов колебательные движения мерцательного эпителия ускоряются. Этим объясняется лечебный эффект воздействия соляного аэрозоля при различных заболеваниях легких.

При лечении в галокамере увеличиваются функциональные дыхательные резервы, эффективность дыхательного акта, улучшается вентиляция лёгких, газообмен. В результате уменьшаются воспалительные процессы и аллергические проявления, снижается вязкость мокроты, облегчается очищение бронхов от слизи, купируются симптомы удушья.

На фоне проведения галотерапии происходит повышение газообмена и насыщение кислородом всех органов и тканей, снижение артериального давления; улучшение микроциркуляции; улучшается общее состояние при ишемической болезни сердца, стенокардии напряжения, состоянии после инфаркта миокарда, а также после оперативных вмешательств на сердце.

Иммуномодулирующее (общеукрепляющее) воздействие соли в соляной пещере (галокамере) сочетается с релаксацией под воздействием приятной спокойной музыки. Еще Сократ отмечал, что «нельзя врачевать тело, не врачую души». Поэтому, помимо воздействия на организм солями, в галокамере одновременно используется техника мышечного расслабления под воздействием света и музыки. В результате процедура оказывает положительное воздействие на центральную нервную систему. Снижается утомляемость, улучшается сон, устраняется стресс, нормализуется артериальное давление.

Отрицательно заряженные ионы соли проникают через лёгкие в кровеносную систему и стимулируют обменные процессы, ускоряя доставку питательных веществ и кислорода к органам и тканям и улучшая выведение из организма токсических продуктов, в результате чего повышается иммунитет. Неоспоримые факты лечебного действия сухого соляного аэрозоля [27]:

- высокая эффективность оздоровления, профилактики и лечения (до 80-90%) у детей и взрослых;
- традиционные методы оздоровления, профилактики и лечения с использованием комплекса природных факторов;
- сочетание с другими физиотерапевтическими и медикаментозными методами;
- активация механизмов защиты организма и повышение уровня резервов здоровья;
- широкий спектр действия;
- хорошая индивидуальная переносимость и минимальные противопоказания;
- безопасность, комфортность и положительное психоэмоциональное воздействие.

Проведенный системный анализ состояния природных лечебных ресурсов и территории, прилегающей к оз. Индер (пос. Индерборский, Атырауская область, Республика Казахстан) на основании которого был сделан вывод, что рассматриваемая территория позволяет значительно расширить курортный потенциал и оздоровительный туризм республики Казахстан и организовать широкий спектр лечебно-оздоровительных услуг.

Важным аспектом высокой эффективности функционирования лечебно-оздоровительного комплекса является обеспечение запросов отдыхающих различной финансовой обеспеченности:

- ▶ с высоким уровнем достатка – предоставление программно-целевого оздоровления в комфортабельных условиях;
- ▶ с высоким уровнем достатка - предоставление оздоровительных услуг по современным SPA-технологиям;

- ▶ различных возрастных групп – предоставление традиционного санаторно-курортного лечения;
- ▶ молодой возрастной группы – предоставление оздоровительных, лечебных и туристических программ;
- ▶ малообеспеченных социальных групп - предоставление оптимальных стандартных программ санаторно-курортного лечения и оздоровления.

Литература

1. Кусков А.С. Курортология и оздоровительный туризм / А.С. Кусков. – М.:Феникс, 2004. - 128 с.
2. Курортология Кавказских Минеральных Вод. – в 2-х томах / Под общей редакцией д.м.н., проф. В.В. Уйба / Пятигорск, 2010–2011. – 720 с.
3. Физическая и реабилитационная медицина: национальное руководство / под ред. Г.Н. Пономаренко. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2016. – 685 с.
4. Бадалов Н.Г. Грязелечение: теория, практика, проблемы и перспективы развития / Н.Г. Бадалов, С.А. Крикорова // Вопросы курортологии физиотерапии и лечебной физической культуры. – 2012. - №3. – С. 50-54.
5. Восстановительная медицина и экология человека / Под редакцией А.Т. Быкова. – М.: ГЭОТЭР - Медиа, 2009. – 688 с.
6. Ефименко Н.В. Физиологические основы внутреннего приема минеральных вод и их роль при заболеваниях органов пищеварения / Н.В. Ефименко, В.А. Васин, Ю.С. Осипов. // Известия высших учебных заведений – Северо-Кавказский регион. – Спецвыпуск. – 2006. – С. 160-163.
7. Маньшина Н.В. Курортология для всех. За здоровьем на курорт. – М.: Вече, 2007. – 592 с.
8. Общая физиотерапия: Учебник / Г.Н. Пономаренко. – ГЭОТАР-Медиа, 2013. – 368 с.
9. Санаторно-курортное лечение больных с синдромом раздраженного кишечника: Методическое пособие / Н.П. Поволоцкая, Е.Е. Урвачева, Л.И. Жерлицина и др. - Рег № 18-15. - Пятигорск: ФГБУ ПГНИИК ФМБА России, 2014. - 29 с.
10. Слепых В.В. Естественная аэроионофитотерапия – инновационная составляющая экологического туризма / В.В. Слепых, Н.П. Поволоцкая // Матер. УИ Международного конгресса «Инновационные факторы устойчивого развития туристско-рекреационных территорий», 24-26 апреля, 2012 года. - Пятигорск, 2012 - С. 36-37.
11. Иванов Е.М. Медицинская климатология и климатотерапия / Е.М. Иванов // Физиотерапия, бальнеология и реабилитация. – 2006. - №3. – С. 41-48.
12. Полушина Н.Д. Превентивная курортология (теоретические и прикладные аспекты, перспективы). / Н.Д. Полушина, В.К. Фролков, Л.А. Ботвинева // Пятигорск, 1997. – 225 с.
13. Фролков, В.К. Длительность курсового воздействия природных факторов и их лечебно-профилактическая эффективность / В.К. Фролков, О.И. Данилов, А.Н. Елизаров // Вестник восст. мед. – 2008. - №2 (24). - С. 11-13.
14. Кайсинова, А.С. Санаторно-курортное лечение и реабилитация больных с эрозивно-язвенными поражениями пищевода, желудка и двенадцатиперстной кишки в фазе затухающего обострения / А.С. Кайсинова, Н.В. Ефименко // Физиотерапия, бальнеология и реабилитация. - 2016. - Т. 15, №2. - С. 82-86.
15. Ефименко, Н.В. Санаторно-курортный этап реабилитации больных с распространенными социально значимыми и профессиональными заболеваниями /

Н.В. Ефименко, А.С. Кайсинова // Цитокины и воспаление. - 2014. - Т. 13, № 3. - С. 94-95.

16. Кайсинова, А.С. Современные методы курортной терапии болезней системы пищеварения на Кавказских Минеральных Водах / А.С. Кайсинова, Н.В. Ефименко, А.Ф. Бабякин и др. // Вопр. курортол., физиотер. и леч. физ. культуры. – 2010. - №2. – С. 10-13.

17. Ефименко Н.В. Курортное лечение больных с утяжеленными формами гастродуоденальной патологии / Н.В. Ефименко, А.С. Кайсинова, А.В. Тимофеев, Е.М. Парамонова, О.В. Сатышев // Цитокины и воспаление. – 2011. – Т. 10, №2. – С. 94-95.

18. Ефименко, Н.В. Прошлое, настоящее и будущее экспериментальной курортной науки / Н.В. Ефименко, А.Н. Глухов, А.С. Кайсинова и др. // Курортная медицина. – 2015. - №2. – С. 13-18.

19. Ефименко, Н.В. Исследование курортных ресурсов - приоритетная задача ФГБУ ПГНИИК ФМБА России / Н.В. Ефименко, А.Н. Глухов, С.Р. Данилов, Н.П. Поволоцкая, С.И. Ляшенко, В.А. Курбанов, А.С. Кайсинова, Е.Н. Чалая / Курортная медицина. - 2015. - №2. - С. 8-13.

20. Ефименко Н.В. Применение минеральной воды в комплексной терапии метаболических нарушений при артериальной гипертензии / Н.В. Ефименко, Р.А. Эдельбиева, Е.Н. Чалая // Курортная медицина. – 2017. - № 3. - С. 77-82.

21. Классификация погоды и оценка теплового состояния человека при климатолечении и отдыхе в районе КМВ // Вопросы медицинской климатологии и климатотерапии больных на курортах. - Пятигорск: ПНИИКиФ, 1975. - С. 16 - 23.

22. Кузнецов Б.Г. Гастро-энтеро-панкреатические механизмы лечебного действия питьевых минеральных вод / Б.Г. Кузнецов, Г.М. Крашеница, Л.И. Новожилова и др. // Материалы к 8-му Всесоюзному съезду физиотерапевтов и курортологов. – М., 1983. – С. 141-142.

23. Фролков, В.К. Гормональная регуляция углеводного обмена и метаболические эффекты физической терапии / В.К. Фролков, Н.Д. Полушина, А.Ф. Бабякин и др. – Ессентуки, 1997. – 174 с.

24. Фролков В.К. Длительность курсового воздействия природных факторов и их лечебно-профилактическая эффективность. / В.К. Фролков, ОИ. Данилов, А.Н. Елизаров // Вестник восст. мед. – 2008. - №2 (24). - С. 11-13.

25. Физическая и реабилитационная медицина: национальное руководство / под ред. Г.Н. Пономаренко. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2016. – 685 с.

26. Френкель, И.Д. Общие закономерности действия на организм лечебных физических факторов / И.Д. Френкель, С.М. Зубкова // Вопросы курортологии, физиотерапии лечебной физкультуры. - 1987. - № 5. - С. 5-9.

27. Червинская А.В. Инновационная технология галотерапии в профилактической и реабилитационной медицине // Программа и материалы третьего международного конгресса «Современные технологии реабилитации, санаторно-курортного лечения и оздоровления работающего населения, профессиональных больных и пострадавших от несчастных случаев на производстве», 17-19 октября 2011 года. – Сочи, 2011. – С. 295-298.

УДК 378.147; 37.025.7; 372.881.111.1

**IMPLEMENTATION OF THE DEVELOPING CASE STUDY POTENTIAL IN
TEACHING FOREIGN LANGUAGE OF FUTURE ENGINEERS IN OIL AND GAS**

A.R. Ainaileva¹⁾, D.Yu. Tulepbergenova²⁾, A.V. Dubinina³⁾

Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia¹⁾

Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia²⁾

Secondary school № 40, Astrakhan, Russia³⁾

ailida@rambler.ru¹⁾, tudiyu@bk.ru²⁾, dubann1976@mail.ru³⁾

The article highlights the contents and process of Case studies. The paper instructs on the implementation of the educational potential of Case studies. The author proposes a design principle of complex cases, in specific situations, which are inherent problems of the same class (class of similar problems). It is shown that the specific use of Case studies in teaching a foreign language specifies the required verbal emphasis on defining learning situations, which shall be designed as teaching professionally oriented speech situations. In the course of practical classes, students not only acquire skills in solving problems related to the topics of their future professional activity, but also learn to cooperate, listen to each other, acknowledge their mistakes and accept other people's ideas, bear responsibility for their part of the work.

Key words: education, case study, oil and gas specialty, class of similar problems, learning situation.

For successful professional activities, a graduate must have a certain set of general cultural, general professional, professional and professional specialized competencies, the set of which is established by the Federal State Educational Standard of Higher Education in specialty 21.05.02 "Applied Geology", 18.03.01 "Chemical Technology", 21.03.01. "Oil and gas business", 03.15.02 "Technological machines and equipment."

However, even graduates who have acquired good theoretical knowledge and skills, as well as some practical skills, often have communicative problems when falling into established labor collectives. In order to quick adaptation to new conditions and for a successful career, a graduate must be not only a competent specialist in his field, but he also must be sociable, non-conflict, must have the skills of interaction, cooperation, be able to work in a team and for a team. Therefore, the educational process in a university should be built in such way that students have not only professional knowledge and skills, but they also obtain certain personal qualities that allow them to join the team quickly and work in it successfully.

Skills in small groups are organically formed during a laboratory workshop. But these skills can be developed during practical exercises. In particular, in practical classes in the discipline "Foreign Language", students receive different multi-stage tasks for solving. Students are encouraged to divide into groups of two or three people to work together. Students solve the first tasks one by one, only checking the results with each other and discussing the stages of the solution. And then students realize that it is possible to share responsibilities, to distribute the stages of calculations within the group for faster and more correct solution of a given task. Thus, in the course of practical classes, students not only acquire skills in solving problems related to the topics of their future professional activity, but also learn to cooperate, listen to each other, acknowledge their mistakes and accept other people's ideas, bear responsibility for their part of the work. Without a doubt, these skills will come in handy for building a successful career.

The problem of the development of student activity has always been in the center of attention of pedagogical science and practice. At the modern - postindustrial - stage of development of society, this task does not lose its relevance, but, on the contrary, acquires a priority orientation. Therefore, the development of the intellectual activity of the future engineer is one of the priority pedagogical tasks that can and should be solved at the university in the methodology of teaching various sections (modules), practices, including the discipline “Foreign Language” using the Case Study. Indeed, the Case Study, which launches the student’s analytical activity to identify and solve the problem inherent in describing a specific situation, selected from the practice of production / management / business, has enormous development potential.

In the semantic space of “Case Study” as a pedagogical category, we have given the definitions of the following concepts.

Case study is a training method (a system of methods, techniques, tools) that provides pedagogically expedient organization of quasi-professional activity of students to analyze and / or solve the problem of a specific situation.

The concept of “quasi-professional activity” introduced by A.A. Verbitsky means “modeling in classroom conditions and in the language of science of conditions, content and dynamics of production, relations of people employed in it (for example, a business game)” [1].

It is advisable, in our opinion, to single out the components of the Case Study: substantive (specific situation) and procedural (training situation).

Case Study is Content Component Case study; conditional or real situation / problem (a set of conditions and factors shaping certain circumstances) occurring / taking place in a specific organization / in a particular production.

The educational situation is the procedural component of the Case Study as a set of conditions specially designed by the teacher that encourage and determine the student's intellectual activity during the work with the case.

Case is a symbolic form of expression Case Study; it includes elements:

- 1) a description of a specific situation
- 2) a training task.

It is a description of a specific situation - a story about specific individuals, objects, events, facts occurring in a particular organization / at a particular production; the description may have varying degrees of detail, excessive or insufficient amount of data, multiplicity and uncertainty of decision criteria; the training task is most often associated with the analysis of a specific situation and / or the solution to the problem of a specific situation. The main purpose of the case is to update the substantive and procedural components of the Case Study in professionally oriented training situations. Case solving means completing the case study task: analyzing and / or solving the problem of a specific situation described in the case, highlighting cause-effect relationships, formulating the problem, highlighting additional and basic information, formulating the problem, finding a way to solve the problem.

Being aimed at solving the problems inherent in the case study, professionally oriented training situations in the Case Study are, by their psychological nature, problematic.

To realize the developing potential of the Case Study, case complexes are designed. A set of cases is a system of cases in specific situations of which problems of one level, class, i.e. problems having a common method of solution [2].

A class of similar problems is a system of problems of specific situations that have a common solution; a class of similar problems is the basis for designing a complex of cases for one class. A set of cases can be solved in two ways: specifically practical and theoretical. A concrete and practical way to solve it is that each problem is solved as a separate practical task, for each problem there is a particular way to solve it.

Theoretical method is realized when a problem is solved as a theoretical problem in a general way of solving a given class of similar problems. Moreover, according to the requirements of developing education [3], the solution to the problem does not consist in finding

the specific one sought, but in finding a general method of action, a general principle for solving a whole class of similar problems.

The technology for the development of intellectual activity of students of the technical university using the Case Study in teaching foreign languages to students - future engineers - has been developed and tested as a way to implement the Case Study on the content of a foreign language course at the university.

In each case two “layers” of problems are laid: professional, associated with organizational and managerial, production and technological, experimental research, design and design types of professional activities of an engineer, and linguistic. And then the case can be aimed at analyzing and / or solving a problem in a certain type of professional activity of an engineer, and at the same time serve as an exercise to develop the skills of speech activity - in reading, translating a foreign language text, speaking and writing in a foreign language, listening - understanding in hearing a foreign language.

The content of the case should also reflect its temporal aspects (the time sequence of events should be presented in the material), the plot aspects (a clear story line in the development of the event is necessary), if necessary, difficult points can be explained.

When constructing a case, it is necessary, of course, to remember that the analysis, discussion and solution of the problems of specific situations laid down in the case will be carried out in a foreign language, taking into account the zone of the student’s closest and current development.

A case, a description of a specific situation in it is the essence of a foreign language text, therefore, the deployment of students' activities in analyzing / solving the problem of a case is connected with the laws of understanding and generation of a foreign language text.

It is important to set the task of teaching students the search for appropriate logical and semantic, to teach a gradual generalization of the text read in the form of their own judgments; highlight the semantic subject and semantic predicate.

The implementation of the Case Study method is also constituted by the most important methodological principle of teaching a foreign language. It is the principle of communication. Teaching a foreign language using the Case Study should involve students in speech activity in this foreign language.

When organizing extracurricular individual independent work on the case, it is important for the student to realize the goal of the assignment, an understanding of the procedure for its implementation, the ability to use supports. Therefore, it is necessary to form specifically the students' ability to determine the structural and compositional features of the text, finding new facts, documents, classifying information on certain grounds. It is possible to get the goal if you use the method of denotative analysis (denotation is a unit of text content), a method of creating a denotative text scheme. As part of the methodological support of independent work of students on the case, it is necessary to use the so-called “Semantic organizers”, when the task is made out in the form of a partially filled table.

The use of the Case Study as a means of developing students' intellectual activity in teaching a foreign language is reflected in the following forms of activity of the teacher and students:

1) extracurricular independent individual student work on the analysis and / or solution of one case from the case complex (students included in different groups are provided with different cases of the same complex for independent work, i.e. having a common solution method); consultations with the teacher are organized;

2) classroom work with the case in the group, organized joint productive activities of the teacher and students, the student with other students in the group, there is a discussion of ways to solve the case found during independent work;

3) work in an intergroup session; joint productive activities are organized to analyze and / or solve different cases of one complex;

- 4) classroom independent individual student work on the design of the solution of the complex of cases; consultations with the teacher are organized;
- 5) reflection of the lesson.

According to Bogoslovskaya [4], intellectual activity is unambiguously diagnosed in the phenomenon of going beyond the requirements of a given situation. It is better not to position the task of finding a general way to solve a class of similar problems. The student's analysis of the structure of his educational activity, the discovery of patterns, the discovery of new, original ways to solve this class of problems speaks of intellectual initiative, the level of development of his intellectual activity.

With this method of implementing the Case Study in teaching a foreign language the developing potential is revealed. Such technology has been introduced at Astrakhan State Technical University and for several years preliminary results indicate the effectiveness of the proposed approach.

References

1. Verbickij A.A. Psychological and pedagogical features of contextual learning. Moscow, 1987.
2. Verbickij A.A., Il'yazova M.D. Invariants of professionalism: problems of formation: monograph. Moscow, 2011.
3. Davydov V.V. Problems of developing learning. Moscow, 2008.
4. Bogoyavlenskaya D.B. About one of the approaches to the study of intellectual creativity. Psychology issues. Moscow, 1976; 4:69 – 80 p.

Айналияева Аилица Рашидовна ¹⁾, Тулепбергенова Диляра Юрьевна ²⁾, Дубинина Анна Валерьевна ³⁾ РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗВИВАЮЩЕГО ПОТЕНЦИАЛА КЕЙС-СТАДИ В ОБУЧЕНИИ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ БУДУЩИХ ИНЖЕНЕРОВ В СФЕРЕ НЕФТИ И ГАЗА

В статье выделены содержательный и процессуальный компоненты Кейс-стади в целях реализации развивающего потенциала Кейс-стади, предложен принцип разработки комплекса кейсов, в конкретных ситуациях которых заложены проблемы одного класса (класс аналогичных проблем). Показано, что специфика использования Кейс-стади в обучении иностранному языку задаёт обязательный речевой акцент на определение учебной ситуации, которая должна проектироваться как учебная профессионально ориентированная речевая ситуация. В ходе практических занятий студенты не только приобретают навыки решения проблем, связанных с темами их будущей профессиональной деятельности, но и учатся взаимодействовать, слушать друг друга, признавать свои ошибки и принимать идеи других людей, нести ответственность за свою часть работы.

Ключевые слова: образование, Кейс-стади, нефтегазовое направление, класс аналогичных проблем, учебная ситуация.

Ainalieva Ailida Rashidovna ¹⁾, Tulepbergenova Dilyara Yuryevna ²⁾, Dubinina Anna Valeryevna ³⁾ **IMPLEMENTATION OF THE DEVELOPING CASE STUDY POTENTIAL IN TEACHING FOREIGN LANGUAGE OF FUTURE ENGINEERS IN OIL AND GAS**

The article highlights the contents and process of Case studies. The paper instructs on the implementation of the educational potential of Case studies. The author proposes a design principle of complex cases, in specific situations, which are inherent problems of the same class (class of similar problems). It is shown that the specific use of Case studies in teaching a foreign language specifies the required verbal emphasis on defining learning situations, which shall be designed as teaching professionally oriented speech situations. In the course of practical classes, students not only acquire skills in solving problems related to the topics of their future

professional activity, but also learn to cooperate, listen to each other, acknowledge their mistakes and accept other people's ideas, bear responsibility for their part of the work.

Key words: education, case study, oil and gas specialty, class of similar problems, learning situation.

УДК 348.147:14(53)+622

ОБ ОТНОШЕНИИ К ЛЕКЦИОННОМУ КУРСУ

А.С. Галеев¹, П.А. Ларин², Т.А. Утемисов³, С.Л. Сабанов¹, Р.Н. Сулейманов²,
О.В. Филимонов²

ФГБОУ ВО АГНИ¹, Альметьевск, Россия, ssgaleev@mail.ru¹, ФГБОУ ВО УГНТУ³,
г. Октябрьский², rsulem@mail.ru²

Известны три основных формы проведения занятий в вузе: лекции, практические и лабораторные. Общепринято также, - и среди студентов, и среди преподавателей, - что домашней подготовки к занятиям требуют только две последние. Лекция же в устоявшихся представлениях студенчества несет крайне утилитарные функции, а именно:

- возможность «засветиться» в глазах лектора-экзаменатора (закреплению такой функции служит периодическая проверка посещаемости),

- иметь набор формулировок для будущего экзамена, особенно, если лектор «добросовестно» старается изложить материал, в том числе даже под диктовку, - минимально необходимый с его точки зрения (в этом смысле конспект воспринимается студентом как панацея от неудовлетворительной оценки).

Как видим,- и это понимают большинство преподавателей и студентов, - устоялось мнение о лекции как о вспомогательной для успешной сдачи экзамена форме, а практические и лабораторные занятия – как основные. Последнему обстоятельству мы обязаны, во-первых, тем, что преподаватели, ведущие практические и лабораторные занятия, акцентируют внимание студентов не на общих принципах и законах (выведенных на лекции, прежде всего), а на частных формулах, полученных из них путем математических преобразований. Или на частных методах решения задач, ценных только с точки зрения преподавателя (и ему интересных). Во-вторых, тем, что усвоение лекционного материала в течение семестра, как правило, студентами в вузе не ведется.

В конечном итоге, это приводит к тому, что цельного, пригодного для «использования» представления о предмете как науке, у студентов не формируется; в целом, представление о теоретической части предмета оказывается состоящим из эклектичного набора постулатов, мало имеющих касательство к практике. Как это противоречит знаменитой фразе классика физической науки: «Нет ничего более практичного, чем хорошая теория!».

Ключевые слова: лекция, методология, дидактика

There are three main forms of classes at the University: lectures, practical and laboratory. It is also generally accepted, both among students and among teachers, that only the last two require home preparation for classes. A lecture in the established representations of the student body has a very utilitarian function, namely:

- the ability to "light up" in the eyes of the lecturer-examiner (consolidation of this function is a periodic inspection of attendance),

-to have a set of formulations for the future exam, especially if the lecturer "conscientiously" tries to present the material, including even under dictation, is the minimum

necessary from his point of view (in this sense, the abstract is perceived by the student as a panacea for unsatisfactory assessment).

As you can see-and this is understood by the majority of teachers and students - there is a well-established opinion about the lecture as an auxiliary form for successful examination, and practical and laboratory classes as the main ones. We are obliged to the last circumstance, first, that the teachers conducting practical and laboratory classes, focus attention of students not on the General principles and laws (deduced on lectures, first of all), and on the private formulas received from them by mathematical transformations. Or private methods of solving problems, only valuable from the point of view of the teacher (and the interesting). Secondly, the fact that the assimilation of lecture material during the semester, as a rule, students at the University is not conducted.

Ultimately, this leads to the fact that the whole, suitable for the "use" of the idea of the subject as a science, students are not formed; in General, the idea of the theoretical part of the subject is composed of an eclectic set of postulates that have little to do with practice. As this is contrary to the famous phrase of the classic of physical science: "There is nothing more practical than a good theory!".

Key words: lecture, methodology, didactics

1. Лекция – продукт скоропортящийся!

Так как такое положение не может считаться нормальным, то становится ясной идея переноса центра тяжести процесса в сторону лекционного курса. Вопрос: как? Для ответа на него нами в течение последних лет проводится работа по пропаганде среди студентов следующей схемы:

1. лекция не диктант для использования его конспекта в качестве инструкции для сдачи экзамена, а руководство для немедленного использования,
2. поэтому лекция обязательно должна быть проработана в тот же день,
3. в этом смысле лекция, - и ее конспект, если к нему подходить с точки зрения ее смысла, а не с точки зрения набора формальных экзаменационных требований лектора, - продукт скоропортящийся.
4. такой подход по эффективности (количество времени, потраченной на усвоение единицы знания) превосходит общепринятый в два-три раза (без преувеличения!), а по качеству - на порядок (без преувеличения!).

Таким образом, для успешного полноценного изучения и понимания предмета, - смысл которого мы видим не столько в получении «живого» знания и «прагматического» умения им пользоваться необходимо и достаточно проработка лекции в день ее прочтения лектором; возможно, сверяя и дополняя текст лекции из учебника.

2. И кроме того...

Вызывает огромного сожаление тот факт, что наши студенты в большинстве своем не умеют записывать лекцию; как правило, школьная методика подразумевает «диктовку» и многие молодые преподаватели,- часто вынужденно,- следуют ей. В сегодняшних реалиях не надо доказывать, что такой подход абсолютно бессмыслен, т.к. конспект лекции превращается в некий сокращенный учебник... Мы же считаем, что лекция предполагает работу не столько слухового и зрительного аппарата и мышечных усилий по ее записи, но и,- самое важное и главное,- работу интеллекта студента! То есть лекция – это совместное творчество преподавателя и студента.

Исходя из вышеизложенного, можно предложить такую технологию работы на лекции (предполагающую, конечно, определенный навык, но вполне себя оправдывающую при последующем использовании в течение всего срока обучения и не только).

1. Не писать «под диктовку».

2. Сначала прослушать мысль лектора (это может быть целый «абзац»), затем записать в одном предложении, – но своими словами! (как правило).

3. Не записывать очевидное, банальное и т.д., - то есть то, что понятно интуитивно, или широко известное из прошлого опыта или других предметов и т.п. Такое можно лишь упомянуть в тексте лекции, - одним словом ключевого характера, - в качестве примера или ссылки.

4. Записывать, следовательно, необходимо неочевидное, труднопонимаемое или труднозапоминаемое без записи,- опять же, повторимся, своими словами!

5. «И кроме того»,- как говаривал ныне покойный Анвар Ильясович Ильясов, участник партизанского движения в Крыму в 1941-1944 г.г.,- его именем названа одна из улиц Феодосии; оставивший о себе замечательную память среди студентов и преподавателей Октябрьского филиала УГНТУ как прекрасный специалист-материаловед и удивительно чистой души человек,- «необходимо структурировать запись, - при помощи отступов, стрелок и т.д.».

Итак, резюмируя, процесс записи лекции, есть процесс творческий, включающий в себя, главным образом, не столько умение быстро писать (успевать за лектором), сколько умения следить за мыслью и кратко у себя в тетради ее отразить. Т.е. если схема информационного потока сегодня выглядит следующим образом (как не должно быть!)

лектор+доска=>глаза+уши студента=>спинной мозг студента=>рука студента (чаще всего, правая)=>запись (в итоге).

то завтра должно быть:

лектор+доска=>глаза+уши студента=>мозг (его интеллектуальная, левая половина) студента => спинной мозг студента=>рука студента (чаще всего, правая)=>запись (в итоге).

3. Выводы

Таким образом, внедрение предложенных принципов организации работы с лекционным материалом (там, где это остается основным методом представления учебного материала) позволяет не только резко ускорить усвоение, но и главное, понимание внутренних связей предмета, а значит, и формирование т.н. компетенций.

Мы надеемся, что постепенно осознание изложенных выше простых истин позволит нашему студенчеству и всему процессу вузовского обучения выйти на новый качественный уровень.

Литература

1. Сулейманов Р.Н. Критерии оценивания знаний и умений по предмету// Внедрение современных инновационных педагогических технологий в техническом университете\\ Всерос. научно-метод. конференция. Сборник трудов.- Уфа-Октябрьский: УГНТУ, 2010.
2. Сулейманов Р.Н. Критерии выставления положительных оценок: от «уд» до «отл»// **НОВЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ВУЗЕ (НОТВ – 2012)** Сборник материалов IX Международной научно-методической конференции -Екатеринбург: УрФУ, 2012. -569 с.
3. Сулейманов Р.Н. О РОЛИ ЛЕКЦИОННОЙ ФОРМЫ ПОДАЧИ И УСВОЕНИЯ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА// «ИНТЕГРАЦИЯ НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ В ВУЗАХ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ – ФУНДАМЕНТ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ БУДУЩЕГО»\ Уфа-Салават: УГНТУ, 2012
4. Сулейманов Р.Н. ПОСТРОЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНИВАНИЯ ЗНАНИЙ И УМЕНИЙ ПО ПРЕДМЕТУ: ОТ «УД» ДО «ОТЛ»// «ИНТЕГРАЦИЯ НАУКИ И

ОБРАЗОВАНИЯ В ВУЗАХ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ – ФУНДАМЕНТ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ БУДУЩЕГО»\ Уфа-Салават: УГНТУ, 2012

5. Сулейманов Р.Н. ОБ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМ НАПОЛНЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ТСО// «ИНТЕГРАЦИЯ НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ В ВУЗАХ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ – ФУНДАМЕНТ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ БУДУЩЕГО»\ Уфа-Салават: УГНТУ, 2012

6. Сулейманов Р.Н. К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ ВИРТУАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ// МАТЕРИАЛЫ XI МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «НОВЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ВУЗЕ» (НОТВ-2014) (18-20 февраля 2014 г.).- Екатеринбург, 2014 г.

7. Сулейманов Р.Н. К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ ВИРТУАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ// Труды МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ "АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ: КОМПЕТЕНТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ВЫПУСКНИКА".- Октябрьский-Уфа, ФГБОУ ВПО УГНТУ.- 2014 г

8. Сулейманов Р.Н., Арсланов И.Г., Галеев А.С., Колосов Б.В., Никифоров А.В., Нурутдинов Р.Г., Нурмухамедов А.М. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕБНЫЙ КОМПЛЕКС МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ “МАШИННАЯ СТАНЦИЯ-ЦЕХ”// Труды МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ "АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ: КОМПЕТЕНТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ВЫПУСКНИКА".- Октябрьский-Уфа, ФГБОУ ВПО УГНТУ.- 2014 г

9. Сулейманов Р.Н. КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ: ПОЧЕМУ «УД \neq 61» И «ОТЛ \neq 100»?// ТЕРРИТОРИЯ НАУКИ. МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ. 2014 № 6.- Воронеж: АНОО ВПО «Воронежский экономико-правовой институт, 2014.- С. 25-30. институт»

10. Сулейманов Р.Н., Р.А.Набиуллин. Традиционная и бр-система: почему «уд 61» и «3+5+4=3»?// «Интеграция науки и образования в вузах нефтегазового профиля - 2016».- г. Салават, 2016

11. Сулейманов Р.Н., Д.Ш.Шакирова, А.Р.Сулейманов. Виртуальная лабораторная работа "Движение тела в центральном поле сил"// Свидетельство Росстандарта о регистрации электронного образовательного ресурса. № 0026 от 28.04.2017 г.

12. Сулейманов Р.Н. Лаборатория НИРС: принципы организации и их реализация.// Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации\ 2-ая научно-практическая конференция. - Самара: Изд-во СамГТУ, 2017.- 121 с.

13. Сулейманов Р.Н., Р.А.Набиуллин, О.В.Филимонов. ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ МОНИТОРИНГА АГРЕГАТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ”// Материалы Международной научно-практической конференции «Современные тенденции подготовки кадров для нефтегазовой отрасли»,- Атырау: изд-во АУНГ, 2018 г., с. 106-110.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РЫНКА ТРУДА В РЕСПУБЛИКЕ КАЛМЫКИЯ В УСЛОВИЯХ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

А.К. Натыров, С.Б. Болдырева, Б.А. Натырова, К.А. Наминова

Калмыцкий государственный университет ии. Б.Б. Городовикова, г.Элиста, Россия

Актуальность проблематики формирования регионального рынка труда определяется особой их ролью в складывающейся новой системе координат пространственного развития экономики, отражением ее возможностей развиваться и отвечать на локальные и глобальные вызовы политике занятости.

Кроме того, необходимо учитывать факторы и процессы, определяющие сохранение депрессивности ряда региональных рынков труда как угроза их экономической безопасности.

Ключевые слова: Рынок труда, занятость, безработица, экономическая безопасность, самозанятость.

Экономическая безопасность Республики Калмыкия предполагает состояние защищённости экономики региона от внутренних и внешних угроз, при котором обеспечивается планируемое социально-экономическое развитие региона и достойное качество и уровень жизни населения.

Для оценки уровня экономической безопасности региона необходимо оценить рынок труда, используя такие показатели как: уровень безработицы, величина денежных доходов населения, уровень платежеспособности населения, а также численность населения.

Темпы роста экономики Калмыкии недостаточны для выхода на траекторию устойчивого развития: реальный прирост ВРП достигнут на уровне 3,3% за 2011-2016 годы вместо требуемых минимальных 5% за год, доля ВРП Калмыкии в ВВП России не превышает 0,1%.

Как следствие, Калмыкия занимает 80 место в «Рейтинге социально-экономического положения субъектов РФ 2017 года» (такое же место в 2010 году) и 81 место в «Рейтинге регионов РФ по качеству жизни 2018 года» (80 место в 2012 году), согласно агентству «РИА Рейтинг».

Средняя заработная плата в Калмыкии за 2018 год составляет 60% от среднероссийской, в то время как стоимость фиксированного набора потребительских товаров и услуг составляет 93% от среднероссийской. При этом стоимость минимального набора продуктов питания в Калмыкии составляет 99% от среднероссийской, что означает повышенную нагрузку на домашние бюджеты малообеспеченных граждан республики. Это подтверждается инфляцией стоимости минимального набора - 7,4% за 2018 год (среднероссийский показатель - 6,6%), в то время как инфляция стоимости фиксированного набора составила 4,2% (среднероссийский показатель - 4,6%).

Среднедушевые доходы в Калмыкии составляют около 1,5 официальных прожиточных минимума (с учетом занижения официальной методики расчета прожиточного минимума на 10% с 2015 года из-за дефицита регионального бюджета), вследствие чего покупательная способность граждан республики в среднем равняется стоимости 1 статистического фиксированного набора потребительских товаров и услуг. Таким образом, в Калмыкии сложилась относительно высокая стоимость жизни при относительно низкой заработной плате и доходах. Для реального отображения экономических процессов в республике и принятия обоснованных решений по поддержанию уровня жизни граждан, требуется изменение официальной методики

расчета прожиточного минимума, установленной законом от 01.03.2013 «О потребительской корзине в Республике Калмыкия».

Численность населения республики продолжает сокращаться (272,7 тысячи человек на конец 2018 года, для сравнения: 288,9 тысячи человек в 2010 году) вследствие миграционной убыли (-3164 человека за 2018 год) и недостаточного естественного прироста для воспроизводства населения (+1,4‰ за 2018 год, для сравнения: +4,3‰ в 2010 году). Суммарный коэффициент рождаемости не превышал значения 1,9 с 1996 года (пиковое значение периода 1,889 прошло в 2012 году, для сравнения: 1,541 в 2017 году) и не достигает минимального критического значения 2,2, что означает отсутствие воспроизводства населения республики за последние 20 лет. В итоге прогнозируем дальнейшее снижение численности населения Калмыкии до 260 тысяч человек к 2031 году. При этом уменьшение сельского населения республики (со 162 тысяч до 152,4 тысячи человек) происходило опережающими темпами по сравнению с уменьшением городского населения (со 127,7 тысячи до 125 тысяч человек), что влияет на территориальную структуру экономики Калмыкии.

Безработица в Калмыкии в 2018 году оценивается на уровне 9,7%, снизившись с уровня 14,2% в 2011 году. На снижение уровня безработицы влияют сокращение численности населения и рабочей силы в республике (со 148,6 тысячи человек в 2010 году до 140 тысяч человек в 2017 году), увеличение числа пенсионеров по старости (на 23,3% с 2010 по 2017 годы) и высокая миграционная убыль населения в другие регионы России. Это подтверждается данными о сокращении среднесписочной численности работников в Калмыкии: 60 тысяч в 2010 году и 46,3 тысячи в 2017 году.

Перед Республикой Калмыкия остро стоит проблема разработки и реализации действенной политики занятости трудоспособного населения. Республика находится на так называемом этапе, который характеризуется относительно высоким уровнем рождаемости и низким уровнем смертности благодаря молодой структуре населения. Средний возраст ее населения составляет 25,7 лет (мужчин – 25,2 лет, женщин – 26,3 лет).

Таблица 1

Основные социально-экономические показатели Республики Калмыкия

Показатели	2015	2016	2017
Количество населения, тыс. чел.	278,7	277,8	275,4
Количество трудовых ресурсов, тыс. чел.	159,9	160,2	153,9
Количество экономически активного населения, тыс. чел.	144,5	144,9	140,0
Количество занятого населения, тыс. чел.	129,1	129,5	126,1
Количество безработных, тыс. чел.	15,4	15,3	13,9

Согласно данным таблицы 1, ежегодный естественный прирост населения в стране составляет 450–500 тыс. человек. Доля трудовых ресурсов в структуре населения достигает 60%.

Процесс естественного прироста населения в условиях рыночной экономики имеет ярко выраженный двойственный характер: с одной стороны, в условиях эффективно функционирующей рыночной экономики он обеспечивает потребности расширенного воспроизводства рабочей силы, а с другой – может способствовать формированию значительного контингента незанятого населения. Вопрос создания новых рабочих мест, имеющий чрезвычайно важное значение для Калмыкии, решается, в первую очередь, за счет развития малого бизнеса и частного предпринимательства, расширения сферы услуг. Именно в частном секторе больше всего создаются рабочие места в республике.

Таблица 2. Распределение численности занятых в экономике по полу, возрасту (в процентах к итогу)

Годы	Занятое население	до 20 лет	20-29	30-39	40-49	50-59	60-72
всего							
2013	100	0,7	24	23,1	25,1	23,1	3,8
2014	100	0,9	23,3	23,9	23,6	23,7	4,5
2015	100	0,7	23,5	24	22,4	24,5	4,8
2016	100	0,8	22	24,9	21,9	24,9	5,7
2017	100	0,5	20,6	26	21,4	24,6	6,7
мужчины							
2013	100	0,8	34,4	22	19,7	21,4	1,2
2014	100	1,3	30,3	21,5	20,5	24,8	1,4
2015	100	0,7	33,9	21,9	14,3	25,1	1,8
2016	100	1	28,3	25,4	15	26,3	1,7
2017	100	0,9	22,7	26,6	20,7	22,9	6,2
женщины							
2013	100	3,7	35,2	21,4	26,9	12,8	3,8
2014	100	6,8	35,2	17,3	21,7	17,7	1,3
2015	100	3,7	39,4	18	23,3	13,3	2,3
2016	100	2,6	29,9	28,5	22,8	16,3	6,2
2017	100	0,1	18,4	25,5	22,2	26,5	7,3

Как видно из таблицы, однозначную оценку занятости населения по возрастному признаку дать невозможно. Численность занятых в экономике народного хозяйства распределена по возрастному критерию практически равномерно. Тем не менее за последние пять лет анализируемого периода возраст 30-39 лет самый активный – от 23,1% в 2013г. до 26% в 2017г., причем мужчин в этом возрасте больше чем женщин, за исключением 2016г., в котором мы наблюдаем обратную ситуацию.

Таблица 3. Среднегодовая численность занятых в экономике по видам экономической деятельности (тыс. чел.)

	2013	2014	2015	2016	2017
Всего	115,7	114,5	114,2	114,0	113,6
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	29,5	28,7	28,4	28,2	28,5
Рыболовство, рыбоводство	0,4	0,9	0,7	0,7	0,7
Добыча полезных ископаемых	1,1	0,8	1,2	1,1	1,8
Обрабатывающие производства	5,2	4,2	4,9	4,9	5,0
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3,9	3,5	3,6	4,1	4,1
Строительство	4,3	5,7	5,0	5,0	4,9
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	11,3	13,0	12,1	12,7	12,6
Гостиницы и рестораны	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5
Транспорт и связь	8,1	7,8	8,4	7,9	7,6
Финансовая деятельность	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	4,2	3,6	3,9	3,4	3,8
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное обеспечение	11,8	11,8	12,0	12,3	11,8
Образование	15,3	15,3	14,6	14,1	13,9
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	10,9	10,3	10,2	10,3	10,1
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	6,0	5,2	5,6	5,2	4,9

Как видно из таблицы 3, наибольшая численность занятых в экономике по видам деятельности наблюдается в сельском хозяйстве, что связано с производственным профилем региона, а также в малом бизнесе и государственном секторе.

Если в целом рассматривать ситуацию занятости в гендерном аспекте, то здесь можно наблюдать интересную картину: в 2013-2016гг. занятые в возрасте 20-29 лет как среди, так и среди женщин являются в процентном соотношении самым весомым, причем женщин в этом возрастном сегменте больше. В возрасте 40-49 лет женщин преобладает больше, а в возрасте 50-59 лет – больше соответственно мужчин. Естественно, в силу физиологических особенностей организма, связанных с возрастными изменениями, численность занятых в возрасте 60-72 лет – незначительная.

Численность занятых в системе образования, имея понижающуюся динамику, также значительна и составила в 2017г. – 13,9 тыс. человек.

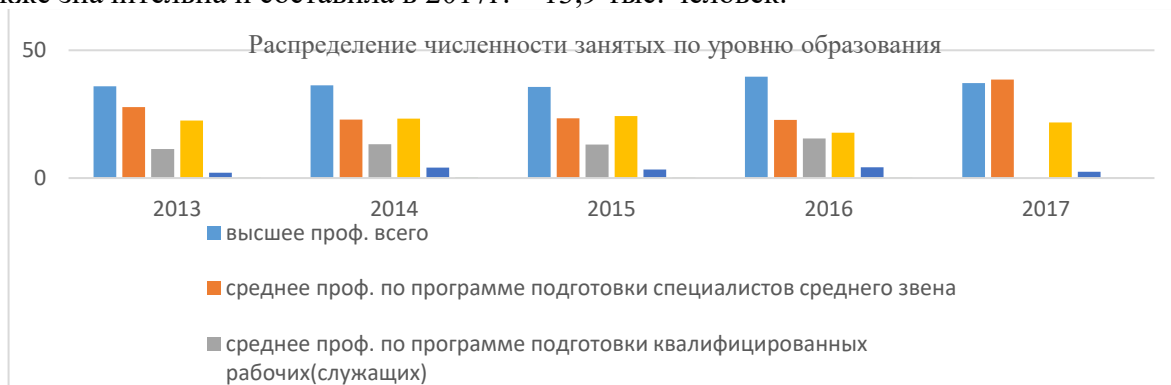


Рис. 1. Распределение численности занятых в экономике по уровню образования за 2013-2017гг., %

Таблица 4. Распределение численности занятых в экономике по уровню образования, %

Годы		высшее проф.	среднее проф.		Среднее (полное) общее	основное общее	не имеют основного общего
			по программе подготовки специалистов среднего звена	по программе подготовки квалифицированных рабочих (служащих)			
			всего				
2013	100	35,9	27,8	11,4	22,5	2,1	0,2
2014	100	36,3	22,9	13,2	23,2	4,1	0,3
2015	100	35,6	23,4	13,1	24,3	3,4	0,2
2016	100	39,7	22,7	15,5	17,7	4,2	0,2
2017	100	37,2	38,5		21,7	2,5	0,1
			мужчины				
2013	100	30,7	23,1	13	30,4	2,7	0,2
2014	100	30	19,2	15,9	29,3	5,1	0,5
2015	100	29,7	18,7	15,9	31,8	3,9	0,1
2016	100	34,1	18,7	19,5	22,4	5	0,4
2017	100	30,7			27,3	3,4	0,2
			женщины				
2013	100	41,3	32,7	9,8	14,4	1,5	0,3
2014	100	42,9	26,7	10,3	16,8	3,2	0,2
2015	100	41,8	28,3	10,2	16,4	2,9	0,3
2016	100	45,7	26,9	11,3	12,7	3,3	0
2017	100	44,1			15,8	1,7	

Среди экономически активного населения, занятого в производстве валового регионального продукта Калмыкии, наибольшая доля тех, кто имеет высшее образование, причем эта динамика устойчиво растет – с 35,9 в 2013г. до 37,2% в 2017г. В гендерном аспекте ситуация не столь однозначна, так за 2017г. среди мужчин высшее образование имеют 30,7%, а среди женщин – 44,1%.

Таблица 5. Распределение численности безработных по полу и возрасту

Показатели	Занятое население	до 20 лет	20-29	30-39	40-49	50-59	60-72
всего							
2013	100	2,2	34,7	21,8	22,4	18,2	0,7
2014	100	3,7	32,4	19,7	21	21,8	1,4
2015	100	3,3	36,2	20,3	18,1	20,1	2
2016	100	3	28,9	26,7	18,2	22,1	1
2017	100	5,7	29,3	29	16,6	18,7	0,7
мужчины							
2013	100	1,3	34,4	22	19,7	21,4	1,2
2014	100	1,4	30,3	21,5	20,5	24,8	1,4
2015	100	3	33,9	21,9	14,3	25,1	1,8
2016	100	3,3	28,3	25,4	15	26,3	1,7
2017	100	2	27,3	30,6	14,3	25,1	0,7
женщины							
2013	100	3,7	35,2	21,4	26,9	12,8	
2014	100	6,8	35,2	17,3	21,7	17,7	1,3
2015	100	3,7	39,4	18	23,3	13,3	2,3
2016	100	2,6	29,9	28,5	22,8	16,3	
2017	100	11,5	32,3	26,5	20	8,9	0,7

По программам подготовки специалистов среднего звена женщин, владеющих данным уровнем образования, также больше, чем мужчин в среднем на 7-8%. Напротив, по программе подготовки квалифицированных рабочих(служащих) в рамках среднего профессионального образования мужчин больше, нежели женщин.

Одной из составляющих группы показателей, характеризующих экономическую безопасность региона, является безработица. Уровень безработицы, а также ее динамика влияют на снижение/рост уровня жизни населения, тем самым ограничивая экономическое развитие региона.

Таблица 6. Распределение численности безработных по уровню образования

		Высш. проф.	среднее проф.		Среднее (полное) общее	основное общее	не имеют основного общего
			по программе подготовки специалистов среднего звена	по программе подготовки квалифицированных рабочих(служащих)			
всего							
2013	100	19,4	25,1	19,5	31,1	4,9	
2014	100	22,9	19,1	17,6	33,9	6	0,6
2015	100	26,9	21,9	16,8	29,6	4	0,8
2016	100	28,4	20	18	27,1	6,5	0,1
2017	100	29,6	38,7		27,4	4,3	
мужчины							
2013	100	16,2	21,5	20,8	36,4	5,1	
2014	100	24,6	12,5	20	36	6,2	0,6
2015	100	26,8	18,2	16,7	34,4	3,1	0,8
2016	100	25,4	18,6	21,3	27,6	7	0,2
2017	100	26,7	39,7		30,9	2,7	
женщины							
2013	100	24,6	31,1	17,4	22,4	4,5	
2014	100	20,4	28,1	14,3	31	5,7	0,5
2015	100	27,2	27	16,9	23	5,2	0,7
2016	100	32,8	22	13,3	26,3	5,7	
2017	100	34	37,3		22,1	6,7	

Как видно из таблицы 6 доля безработных граждан в возрасте от 20 лет до 29 лет является наибольшей и составляет в 2013-2015гг. больше 30%, но можно предположить, что это временное явление. Вчерашние студенты и выпускники соглашаются и не на нормированный рабочий день и на невысокую заработную плату, надеясь в ходе работы получить необходимую квалификацию, знания, опыт. Граждан предпенсионного возраста – более 18%.

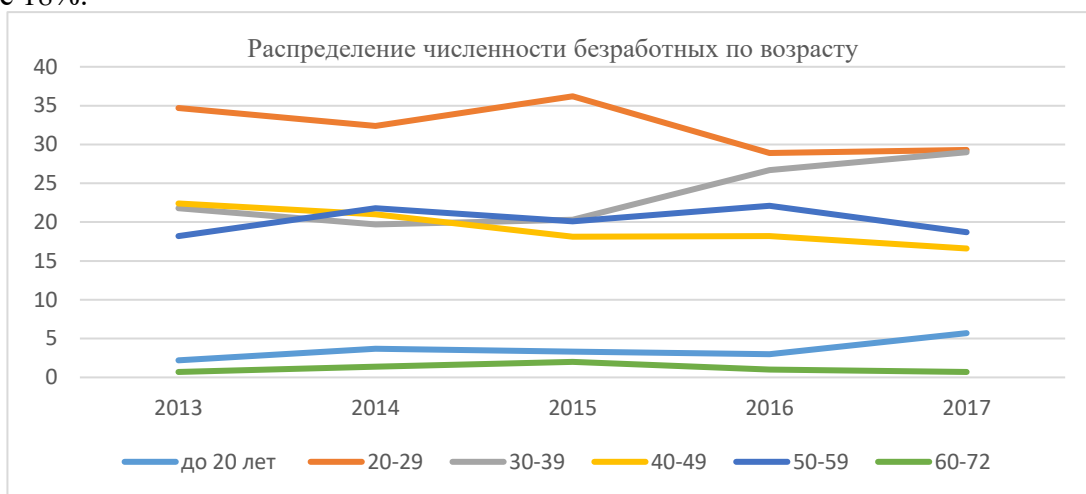


Рис. 2- Распределение численности безработных по возрасту в 2013-2017гг.

Анализ безработных граждан по уровню образования и по возрасту позволяет сделать вывод, что в 2013-2015гг. наибольшую долю безработных по уровню образования занимают лица со средним (общим) образованием, в 2016г. – с высшим образованием – 28,4%, что было связано с сокращением занятых, в первую очередь на госслужбе и в банковских структурах республики.

В 2017г. лица, имеющие среднее профессиональное образование, как по программе подготовки специалистов среднего звена, так и по программе подготовки квалифицированных рабочих, составляют большинство безработных граждан республики – 38,7%, тогда как в 2013-2016гг. безработных с высшим образованием было больше безработных, имеющих среднее профессиональное образование. В половой структуре среди безработных, имеющих высшее образование, женщин больше, чем мужчин. Мужское большинство наблюдается в группе безработных – по уровню образования подготовки квалифицированных рабочих, а также среди лиц, имеющих среднее (полное) общее образование.

За 2018 год с целью трудоустройства в центры занятости обратилось 6913 человек, что составляет 93,3% к соответствующему периоду 2017 года (январь-декабрь 2017 года – 7408 человек). Признаны безработными 4544 человека или 96,2% к соответствующему периоду 2017 года (январь – декабрь 2017 года – 4723 человека).

За период с 1 января 2018 года по 1 января 2019 года численность безработных граждан, зарегистрированных в органах службы занятости, снизилась на 4,3% и составила 2457 человек; уровень регистрируемой безработицы составил 1,8%.

Потребность в работниках, заявленная работодателями в центры занятости населения, по состоянию на 1 января 2019 года составляет 2199 единиц, или 122% к соответствующему периоду прошлого года (на 1 января 2018 года – 1803 единицы), из них 46,3% - вакансии по рабочим профессиям (на 1 января 2018 года – 54,2%).

С начала текущего года при содействии службы занятости нашли работу 3555 человек, или 90,2% к соответствующему периоду 2017 года (январь-декабрь 2017 года – 3943 человека).

В реализации мероприятий по содействию трудоустройству населения Государственной программы «Содействие занятости населения и улучшение условий, охраны труда в Республике Калмыкия на 2013-2020 годы», утвержденной постановлением

Правительства Республики Калмыкия от 10 июня 2013 года №286, приняли участие 2680 человек (январь – декабрь 2017 года – 2747 человек).

За январь – декабрь 2018 года число граждан, принявших участие в общественных работах, составило 834 человека (январь-декабрь 2017 года – 852 человека).

Одним из направлений работы органов службы занятости является организация временного трудоустройства безработных граждан, испытывающих трудности в поиске работы. Численность граждан, принявших участие во временных работах, составила 189 человек (январь-декабрь 2017 года – 190 человек).

Численность трудоустроенных безработных граждан в возрасте от 18 до 20 лет, имеющих среднее профессиональное образование и ищущих работу впервые, составила 14 человек (январь-декабрь 2017 года – 13 человек).

Получили государственную услугу по содействию самозанятости 149 безработных граждан, в том числе финансовая помощь при открытии собственного дела оказана 6 безработным гражданам (январь-декабрь 2017 года – 12 человек).

В мероприятия по организации временного трудоустройства несовершеннолетних граждан в возрасте 14-18 лет приняло участие 1634 несовершеннолетних гражданина (январь – декабрь 2017 года – 1674 человека). В приоритетном порядке для участия в программе направляются несовершеннолетние граждане из числа сирот, детей, оставшихся без родителей, подростков из семей безработных граждан, неполных, многодетных семей, а также подростков, состоящих на учете в комиссии по делам несовершеннолетних.

Содействие в переезде в другую местность с целью трудоустройства оказано 14 безработным гражданам, в том числе с оказанием финансовой поддержки 3 безработным гражданам (январь-декабрь 2017 года – 6 человек).

С начала 2018 года к профессиональному обучению приступили 544 безработных гражданина, 22 женщины, находящихся в отпуске по уходу за ребенком до достижения им возраста трех лет, и 2 незанятых гражданина, которым назначена трудовая пенсия по старости и которые стремятся возобновить трудовую деятельность.

Таким образом, безработица рассматривается исследователями в качестве одной из главных угроз экономической безопасности, имеющая огромные социальные и экономические последствия, одновременно являющимся важнейшим индикатором экономической безопасности. Следует отметить то, что в тех регионах, где развита система функционирования малого предпринимательства, значения уровня безработицы ниже. Следовательно, предпринимательский сектор должен сыграть особую роль в стабилизации рынка труда. Необходимо вовлекать в самозанятость социально незащищенные слои населения: молодежь, пенсионеров, инвалидов, семьи с низким уровнем дохода и находящиеся в группе риска по социальному сиротству и др. Сегодня на региональном и муниципальном уровнях оказывается разностороннее содействие в организации предпринимательства, безработным дается шанс организовать собственное дело. В Новосибирской области, например, начинающие предприниматели могут получить грант на открытие собственного дела до 500 тыс. руб. Но для этого они должны пройти обучение по бизнес-планированию, и представить в конкурсную комиссию конкурентоспособный бизнес-план предпринимательского проекта. Естественно, грант должен быть использован по целевому назначению. Во многих регионах России разработаны Программы содействия развитию самозанятости.

ИНВЕСТИЦИЯЛЫҚ ЖОБАЛАР БИЗНЕС ЖОСПАРЛАУ ҚҰРАЛЫ РЕТІНДЕ

М.К. Баймухашева, Г.Б. Нурсултанова

С.Өтебаев атындағы «Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Қазақстан

Мақалада инвестициялық жоба бойынша бизнес жоспардың мәні, оған қатысты экономикалық көрсеткіштер, есептелу жолдары берілген. Инвестициялық жобаның бизнес жоспары оның қажеттілігі мен құндылығын көрсетеді. Бұл қаржылық құжат инвестицияның қажетті сомасын тартуға ғана емес, сондай-ақ қандай да бір жобаның пайдасын, оны іске асырудың ерекшеліктерін өздері анықтауға мүмкіндік береді. Құжатты құрастыру процесінің өзі жүзеге асырғысы келетін идеяны басқаша қарауға мүмкіндік береді. Инвестициялық жобаның бизнес жоспарының тиімді жасалуының маңызы зор, өйткені ол оның кәсіпкерлер тарапынан көзқарастың маңыздылығын және инвесторлар үшін пайдасын көрсетеді.

Түйінді сөздер: бизнес-жоспар, инвестициялық жоба, тиімділік, кірістілік, инвестор, бизнес.

Бизнес-план является документом, характеризующим план деятельности предприятия о принятии данного инвестиционного проекта. Если проект будет проводиться в соответствии с крупной программой социально-экономического развития, то необходимо экономическое обоснование реализации инвестиционного проекта для определения будущих финансовых результатов предпринимательской деятельности, финансовых источников и выбор специалистов, способных реализовать инвестиционный проект. Бизнес-план применяется при обосновании долгосрочных инвестиционных решений, связанных с привлечением внешних источников для реализации выпуска новой продукции на основе создания новых производственных мощностей или модернизации производства, ее технического перевооружения.

Ключевые слова: бизнес-план, инвестиционный проект, эффективность, доходность, инвестор, бизнес.

The business plan is a document characterizing the plan of activity of the enterprise on the adoption of this investment project. If the project will be carried out in accordance with a major program of socio-economic development, it is necessary economic justification for the implementation of the investment project to determine the future financial results of business, financial sources and the choice of specialists capable of implementing the investment project. The business plan is used to justify long-term investment decisions related to attracting external sources for the implementation of new products through the creation of new production facilities or modernization of production, its technical re-equipment.

Keywords: business plan, investment project, efficiency, profitability, investor, business.

Бизнес-жоспар-болжамды бизнестің қысқаша, нақты, қолжетімді және түсінікті сипаттамасы, неғұрлым перспективалы шешімдерді таңдауға және оларға қол жеткізу үшін құралдарды айқындауға мүмкіндік беретін әртүрлі жағдайлардың көп санын қарау кезіндегі маңызды құрал. Бизнес-жоспар бизнесті басқаруға мүмкіндік беретін құжат болып табылады, сондықтан оны стратегиялық жоспарлаудың ажырамас элементі ретінде орындау және бақылау үшін басшылық ретінде ұсынуға болады.

Бизнес-жоспар көп жағдайда қажетті инвестицияларды алу құралы ретінде пайдаланылады [1]. Бұл тұрғыда ол бизнесті қаржыландырудың қуатты құралы болып табылады. Инвестициялық жобаның бизнес-жоспарының негізгі мақсаттары есептермен және шынайы деректермен нығайтылатын бизнестің қалыптасу процесіне талдау жасау.

Инвестор бизнесті қолдау кезеңін есептеуі керек. Біқтимал тәуекелдерді қарастыру. Бұған бәсекелестерді, жоба саласының ықтимал дағдарыстарын, маркетингтік

тәуекелдерді, баға саясатының құлдырауын талдау жатады – бизнес-жоспарға енгізу қажет кез келген маңызды факторлар.

Болашақ кәсіпорынның қаржылық пайдасын есептеу әлемде инвестициялық жобалар кәсіпорынның бәсекеге қабілеттілігін және оның соңғы нарықтық құндылығын едәуір ұлғайтудың өзіндік кепілі болып табылады. Инвестициялық жоба-бұл белгілі бір жобаны басынан (идеядан) соңғы іске асыруға дейінгі (құжаттарда анықталған бизнес тиімділігінің көрсеткіштеріне қол жеткізу) сипаттайтын барлық құжаттаманың жиынтығы. Әдетте, мұндай жоба іске асырудың бірнеше сатысын қамтиды — инвестиция алдындағы, тікелей инвестициялық, пайдалану және жою сатысы. Көбінесе, инвестициялық жобалар бизнестен түсетін табыспен капитал салу қажеттілігін қарастырады.

Инвестициялық жобалардың көмегімен өндірістің стратегиялық міндеттерін іске асыруға болады. Мұндай жобалардың көпшілігі ұзақтығымен және жоғары тәуекелімен ерекшеленеді. Инвестициялар қажеттілігінің егжей-тегжейлі техникалық және экономикалық негіздемесі тиісті жоспарда баяндалады. Инвестициялық жобаның бизнес-жоспары жоспарда мұқият әзірленетін және негізделетін, ал іс жүзінде қажетті капитал салымдары арқылы іске асырылатын идеяларды қалыптастыру және инвесторларға беру сияқты сипатқа ие. Инвесторға арналған бизнес-жоспар капитал салу қажеттілігінің экономикалық-техникалық негіздемесін білдіреді. Қаралатын іс-шаралар кешенінің тиімділігін талдау, инвестициялардың шынайылығы мен қажеттілігін бағалау және идеяларды тікелей іске асыру және пайдалану кезінде пайда болатын проблемаларды шешу міндетті түрде көзделеді.

Басқаша айтқанда, инвестициялық жобаның бизнес-жоспары-бұл инвестордың қаражатын белгілі бір іске құюдың қажеттілігі мен мақсаттылығының қисынды және құрылымдық негіздемесі. Бизнес-жоспар инвестициялық жобаның тұрақтылық және экономикалық өтімділік дәрежесі сияқты ұстанымдарды дәлелдеу үшін құрылады[2]. Жоба жойылған жағдайда қаражатты алу мүмкіндігі — оларды қайтару. Бірлескен өндірістерді ұйымдастыру ұсыныстары. Мемлекеттік органдар тарапынан қолдау шеңберінде қамтамасыз етілетін шаралар кешенінің қажеттілігі туралы хабардар етеді. Іске асырылатын жобаны одан әрі дамытуға бағдар береді.

Бизнес-жоспар -әлеуетті кредиторлар үшін де, кәсіпкер үшін де құжаттардың ең маңызды пакеті. Жоспардың тиімділігін бағалау алынатын нәтижелерге капитал салымдарының қатынасын білдіретін көрсеткіштердің жиынтығымен сипатталады. Инвесторлардың қазіргі түрлерін назарға ала отырып, көрсеткіштердің үш түрін қарастырады: инвесторлар үшін нақты қаржылық салдарды қоса алғанда, тиімділіктің қаржылық көрсеткіштері. Қала, өңір немесе мемлекет шегінде бюджет тарапынан күрделі қаржы салынған жағдайда қолданыстағы бюджет бойынша тиімділік көрсеткіштері.

Шығындардың барлық түрлерін қоса алғанда, экономикалық факторлар бойынша тиімділік көрсеткіштері (инвесторлардың тікелей мүдделері болып табылмайтын). Жоғарыда аталған көрсеткіштерден басқа, сондай-ақ тиімділіктің экологиялық және әлеуметтік көрсеткіштері ескерілуі мүмкін. Нарыққа шығуды және одан әрі бекітуді жоспарлап отырған кәсіпорындар басты көрсеткіш қаржылық тиімділік болып табылады. Инвестициялық жобаның бизнес-жоспары келесі көрсеткіштер бойынша бағаланады:



Сурет 1. Инвестициялық жобаның көрсеткіштері

Капитал салымдарының белгілі бір мөлшерінің орындылығы алынатын таза пайданың арақатынасымен және кәсіпорын ұйымына инвестицияланатын капиталдың көлемімен айқындалады. Жүргізілген есептеулер негізінде инвесторлар бизнеске кәсіпкер талап ететін ақша сомасын салу орынды ма деп шешеді. Идеяларды практикада табысты іске асыру үшін қажетті негізгі сәттер бойынша инвестициялық жобаның бизнес-жоспарының көрсеткіштерін қарастырады. Айта кету керек, кәсіпкер саланы және кәсіпорынның нарықтағы ағымдағы жағдайын қарастырудан бастап (ондай бар болса) капитал салымынан кейін инвесторлар алатын ең жоғары пайданы бағалауға дейін барлық бизнес-жоспарды қатаң ұстану керек. Салымшылар-бұл бизнесті тек табыс тұрғысынан қызықтыратын адамдар екенін есте сақтау қажет. Сондықтан бизнес-жоспарда қарастырылатын барлық іс-әрекеттер осы бірінші кезектегі міндетті шешуге бағытталуы тиіс [3]. Жоспарды дұрыс жүзеге асыру бизнес үшін нақты табысты қамтамасыз етеді. Инвестициялардың тиімділігі көрсеткіштердің көп түрімен бағаланады. Оларды инвестициялық процестердің сарапшы мамандары пайдаланады. Инвесторлар үшін, әдетте, инвестициялау туралы шешім қабылдау үшін бірнеше көрсеткіштер жеткілікті. Сурет 1-де көрсетілгендей, инвестициялық жобалардың тиімділігін бағалау көрсеткіштері: жобаның таза келтірілген құны (NPV); кірістілік индексі (PI); кірістіліктің ішкі нормасы (IRR, %); кірістіліктің түрлендірілген ішкі ставкасы (MIRR, %); бастапқы инвестициялардың өтелу мерзімі (PP); ақша ағындарын дисконттауды ескере отырып есептелген бастапқы инвестициялардың өтелу кезеңі (DPP); инвестициялардың рентабельділік коэффициенті (ARR).



Сурет1. Бизнесті жүргізуден таза ақша түсімдері

Бұл көрсеткіштер тобы кейде инвестициялау процесінде ақша ағындарын сипаттайтын көрсеткіштермен толықтырылады-ақша түсімдері (таза ақша түсімдері NV) және ақша ағыны (Cash Outflow ең жоғары ақша ағыны). Nv ақша түсімдері түріндегі инвестицияланатын объектіге ақша ағыны осылай есептеледі:

$$NV = - \sum_{t=0}^n CI_t + \sum_{t=1}^n CF_t, \quad (1)$$

Мұнда: CI_t – жобаның барлық өмірлік циклі үшін инвестициялар; CF_t – жобаның барлық өмірлік циклі үшін ақшалай түсімдер; n – инвестициялардың өмірлік циклі.

Инвестициялаудың алдын ала сатысында жобаның таза келтірілген құнын есептеу мынадай формула бойынша жүзеге асырылады:

$$NPV = -IC_0 + \sum_{t=1}^n CF_t / (1 + r)^t, \quad (2)$$

$IC_t - 0$ – ден T -ге дейінгі кезеңдегі инвестициялардың ағыны; $CF_t - t$ – жылдағы инвестициядан түскен ақша ағыны; n -инвестициялардың өмірлік циклінің ұзақтығы; r -дисконттау нормасы.

Көптеген инвестициялардың басты мақсаты олардан барынша табыс алу болып табылатындықтан, инвесторлардың осы ұмтылысын көрсететін көрсеткіш инвестициялық жобаның таза келтірілген құны болып табылады. Бұл көрсеткіш инвесторға инвестициялық жобаның барлық өмірлік циклі үшін ақшаның қандай абсолюттік шамасын алатыны туралы ақпарат береді. Оны есептеу үшін инвестиция шақыратын ақша ағындарының сипатын білу қажет және олар бір уақыт өзгереді. Кірістіліктің дисконтталған индексі жобаның өмірлік циклі үшін инвестицияларға капитал тарту ставкасы бойынша дисконтталған инвестициялардан түскен барлық табыстардың осы салымдардың уақыты бойынша дисконтталған барлық инвестициялардың мөлшеріне қатынасын білдіреді.

Кірістілік индексі DPI (Discounted Profitability Index) және оны есептеу формуласы:

$$DPI = \frac{\sum_{t=1}^n CF_t / (1 + r)^t}{\sum_{i=0}^T IC_i / (1 + r)^i} \quad (3)$$

Әлбетте, дисконтталған инвестиция кірістілігінің индексі 0 артық болуы керек. Бір жылға жуық немесе одан көп іске асыру мерзімі бар шағын инвестициялық объектілер үшін инвестициялардың кірістілік индексінің оңайлатылған формуласын пайдаланады,

ол былайша көрінеді:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n CF_t / (1+r)^t}{IC_0}, \quad (4)$$

мұнда IC_0 -бастапқы инвестициялар.

Кірістіліктің ішкі нормасы инвестициялық жобаларды бағалау кезінде және оларды талдау кезінде кеңінен қолданылады, ол IRR (Internal rate of return) белгіленеді. Кірістіліктің ішкі нормасының математикалық өрнегі келесідей: $IRR = r$, $NPV = 0$, немесе толығырақ:

$$\sum_{t=1}^n CF_t / (1 + IRR)^t = \sum_{t=0}^n IC_t / (1 + IRR)^t, \quad (5)$$

мұнда: CF_t - t жылдағы инвестициядан ақша ағыны; IC_t - t жылдағы инвестициялық ағын; n -жобаның өмір сүру мерзімі.

Жобаның таза келтірілген құнын есептеу NPV		
<p>Капитал құны 25% деңгейінде</p> <p>1. Инвестициялық объект;</p> <p>2. Инвестициялық объект 15% деңгейінде;</p> <p>инвестициялардың өмір сүру мерзімі – 3 жыл; бастапқы инвестициялардың мөлшері 60 млн.тг; осы саладағы кәсіпорындардың орташа салалық табыстылығы 14%.</p>	<p>Инвестициядан түскен кіріс: 1 объект үшін: 1 жыл – 27 млн.теңге; 2 жыл – 33 млн. теңге; 3 жыл-35 млн. теңге. 2 нысан үшін: 1 жыл – 27 млн. тг; 2 жыл – 33 млн. тг; 3 жыл-35 млн.тг. 1 объект үшін дисконттау нормасы 14% - ға қолайсыз, өйткені инвестициялық жоба оның капиталының құнын төмендетеді, сондықтан ол 25% - дан төмен болмауы мүмкін.</p>	<p>Дисконттың осындай нормасында NPV есептейміз: $NPV = -60 + 27/1,25 + 33/1,5625 + 35/1,953 = -60 + 21,6 + 21,12 + 18,14 = 0,86$.</p> <p>2 нысаны үшін: $NPV = -60 + 27/1,15 + 33/1,322 + 35/1,52 = -60 + 23,47 + 24,96 + 23,02 = 11,45$.</p>

Сурет 2. Инвестициялық жоба көрсеткіштері

Егер инвестиция коэффициентін есептеу формуласына мұқият қарайтын болсақ, ол мәні бойынша инвестициялардың өтелу мерзімінің кері шамасы болып табылады.

Инвестициялар жіберілетін қолданыстағы капиталдың тиімділігі неғұрлым жоғары болса, өзге де тең жағдайларда капиталдың өсімі соғұрлым аз болады. Басқаша айтқанда, тиімділігі жоғары өндіріске тиімділігі жоғары инвестициялық жобаларды жасау орынды. Мысалы, дисконттау нормасы әртүрлі кәсіпорындар үшін бірдей жоба табысы аз және табысты болуы мүмкін. Экономикалық тиімділік көрсеткіштері тәуекел көрсеткіштерімен қоса жобаның инвестициялық тартымдылығының көрсеткіштерін құрайды. Және қандай да бір жобаға инвестициялардың орындылығы туралы шешім қабылдайды. Барлық келтірілген көрсеткіштер экономикалық тұрғыдан алғанда инвестицияларды сипаттайды. Инвесторды инвестициялық жобаның тәуекел дәрежесін сипаттайтын тағы да көрсеткіштер қызықтырады. Бұл көрсеткіштерге инвестициялық жобаға енгізілген параметрлерге қол жеткізуді ықтималдық бағалау жатады. Тәуекел көрсеткіштері берілген диапазондағы тәуекел оқиғаларының математикалық күтуімен сипатталады. Тәуекел

оқиғалары инвестицияланатын объектінің оның капиталының кірістілігі, инвестицияланатын объектінің қаржылық тұрақтылығы, оның активтерінің айналымдылығы және капиталдың өтімділігі сияқты сипаттамаларын талдау кезінде анықталады.

Инвестициялық жобаны қаржыландыру стратегиясы инвестициялық жобаның бизнес-жоспарының қаржылық бөлімін баяндаумен аяқталады. Ұйымның (кәсіпорынның) инвестициялық саясаты шеңберінде нақты инвестициялық жобаларды бөлінетін қаржы ресурстарының көлемі мен іске асыру мерзімдері бойынша ең жоғары жалпы экономикалық әсерге қол жеткізу критерийіне сүйене отырып, өзара келісу орынды.

Әдебиеттер

1. Бринк И.Ю., Савельева Н.А «Кәсіпорынның бизнес-жоспары» М: ИНФРА 2018 ж.-370 б.
2. Любанова Т. П., Мясоедова Л. В., Грамотенко Т. А., Олейникова Ю. А. Бизнес-жоспар, Оқу құралы – М.: 2017 ж.-420б.
3. Акуленок Д. Н., Буров В. П.. Фирманың бизнес-жоспары: құрастырудың түсіндірілетін әдістері. – М.: Гном-пресс, 2018. - 88 б.
4. Бабаскин С. Я.: Инвестициялық жобаны бағалау. - М.: ИНФРА, 2018ж.-238б.

УДК 330.15

К ВОПРОСУ ОБ АКТУАЛЬНОСТИ ПЕРЕХОДА К УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

Э.И. Мангаева, В.С. Голденова, А.К. Натыров

ФГБОУ ВО «Калмыцкий государственный университет им. Б.Б. Городовикова», г. Элиста

В настоящее время актуализировались проблемы перехода к устойчивому развитию в связи с тем, что глобальные экологические проблемы современности бросают вызов человечеству и требуют более бережного отношения к окружающей среде. Из-за возрастающего влияния экономических процессов на окружающую среду всё более отчётливо проявляется тенденция обратного воздействия экологических факторов на содержание экономической деятельности. В связи с этим необходим переход к стратегии устойчивого развития, что находит отражение в «озеленении» социально-экономической политики всех стран.

Ключевые слова: устойчивое развитие, региональная экономика, «зеленая» экономика.

Важнейшей методологической концепцией, описывающей трансформацию современной социально-экономической системы, сущность которой заключается в признании закономерностей развития общества и природы на основании понимания того, что мир является живым органическим целым является концепция устойчивого развития (УР). При этом под устойчивым понимается развитие, которое не только отвечает потребностям настоящего, но и не ставит под сомнение возможности следующих поколений удовлетворять свои потребности.

Отметим, что ведущую роль в разработке концепции УР и её практическом осуществлении играет Программа ООН по окружающей среде (ЮНЕП). Эксперты ЮНЕП

внедрили концепцию «зелёной» экономики, благодаря которой растёт благосостояние людей и социальная справедливость, при этом значительно снижаются риски для окружающей среды и её разрушение [2]. На практике «зелёная» экономика означает бережливое отношение к природе, разумное потребление и эффективное использование ресурсов, минимизацию антропогенного воздействия на окружающую среду. Поэтому «зелёную» экономику также называют экономикой с низким уровнем выбросов углерода. Генеральный секретарь ООН и Координационный совет руководителей системы ООН включили Инициативу «"Зелёная" экономика» в пакет мер по преодолению кризиса еще в 2009 г. В то же время ООН приняла глобальную политику в отношении «зелёной» экономики.

Следует подчеркнуть, что у исследователей и практиков нет единой стратегии перехода всех стран к «зелёной» (низкоуглеродной) экономике. Осуществляется поиск путей перехода с наименьшими экономическими издержками и наилучшим эффектом. Основной проблемой, с которой сталкиваются экономисты разных стран при решении этого вопроса, является разрыв между экономическим ростом и интенсивным использованием материалов и энергопотреблением. Его решение включает в себя изменение технологической структуры и инвестиций. В связи с этим под институциональным механизмом обеспечения устойчивого развития экономики и её отраслей мы понимаем совокупность взаимосвязанных элементов: институтов, методов, инструментов, обеспечивающих связь между экономическим ростом и интенсивным использованием материалов и энергопотребления, формированием устойчивого «зелёного» экономического роста. Институциональный механизм обеспечения устойчивого развития экономики и её отраслей должен выполнять следующие функции в текущей траектории развития.

1. Обеспечение повышения энергоэффективности для сокращения потребности в сжигаемом топливе и минимизации выбросов углекислого газа. Это должно способствовать сохранению и самовосстановлению природных ресурсов.

2. Повышение эффективности использования ресурсов в целях сокращения образования отходов, снижение уровня загрязнения, сохранения биоразнообразия; развитие экосистемных услуг.

Эксперты определяют четыре основных критерия для УР:

1) обеспечение режима воспроизводства возобновляемых природных ресурсов (земли, леса и т. д.);

2) уменьшение темпов истощения своих резервов и переход к использованию в будущем других ресурсов с учётом правила Хартвика, согласно которому страна с экономикой, существенно зависящей от невозобновляемых ресурсов (например, нефти), должна производить инвестирование дохода от использования этих ресурсов таким образом, чтобы поддерживалась непрерывность реального потребления с течением времени, а не происходило использование ренты только для текущего потребления [2];

3) сокращение отходов путём внедрения низкоотходных ресурсосберегающих технологий;

4) снижение уровня загрязнения окружающей среды до социально и экономически приемлемого уровня.

Представленные критерии необходимо принимать во внимание при разработке концепции устойчивого развития, что позволит сохранить окружающую среду для следующих поколений и не ухудшит экологические условия проживания. Для этой цели можно использовать следующие инструменты:

– более жёсткое природоохранное законодательство, государственное регулирование выбросов, энергоэффективность и т. д.;

– государственные и частные инвестиции в создание инноваций, технологий и отраслей, которые способствуют сокращению выбросов углерода и уровня загрязнения, снижению использования природных ресурсов и более глубокой переработке отходов,

- использование альтернативных источников энергии;
- развитие торговли экосистемными услугами и внедрение системы квот на выбросы углерода;
- создание «зелёных» секторов экономики, «зелёных» рабочих мест и т. д. [2].

Сегодня идёт дискуссия о ключевых секторах для перехода к «зелёной» экономике и обоснования необходимости инвестиций. Таким образом, концепция «зелёной» экономики дополняет концепцию устойчивого развития, подчёркивая важность повышения стабильности мировой экономики.

Приоритетными сферами для инвестиций в целях перехода к «зелёной» экономике являются, по оценкам ЮНЕП, энергоэффективность, производство и сохранение энергии (в частности, применение возобновляемых источников энергии), транспорт, агропромышленный комплекс, строительство, водоснабжение, производство и промышленность. Каждая страна на основе анализа своей экономики выбирает ключевые сектора для «озеленения» экономического роста.

Для того чтобы перейти к «зелёной» мировой экономике, по оценкам ЮНЕП, необходимо первоначально ежегодно инвестировать 1 % мирового ВВП. В 2011 г. в докладе ЮНЕП «Навстречу "зелёной" экономике», подготовленном в рамках «Рио+20», предлагалось инвестировать уже 2 % мирового ВВП в «озеленение» 10 наиболее важных секторов экономики (это около 1,3 трлн дол. США). Размер предлагаемых инвестиций по секторам показан в табл. 1. Объёмы инвестиций основываются на экспертных оценках инвестиционных потребностей для достижения таких политических целей, как «сокращение к 2050 г. выбросов CO₂ вдвое в отраслях, связанных с энергетикой, или сокращение вырубki лесов на 50 % к 2030 г.» [7].

Таблица 1. Потребности в ежегодных инвестициях в «зелёную» экономику (2011 г.) [7]

Сектор	Объём инвестиций, (млрд дол. США / год)
Сельское хозяйство	108
Отопление и освещение зданий	134
Энергоснабжение	362
Рыболовство	108
Лесное хозяйство	15
Промышленность	76
Туризм	134
Транспорт	194
Отходы	108
Вода	108
Итого	1 347

Из данных таблицы видно, что крупнейшие инвестиции необходимы для сферы энергоснабжения. Учитывая важность проблемы изменения климата, предполагается около половины инвестиций в «зелёную» экономику направить для повышения энергоэффективности, в частности, для коммунальных предприятий, сферы производства и транспорта, а также для развития источников возобновляемой энергии. Около 339 млрд дол. США (0,5 % ВВП) должно выделяться секторам, связанным с природным капиталом: лесное хозяйство, сельское хозяйство, снабжение пресной водой, рыболовство. Предполагается, что немного меньше (около 302 млрд дол. США) будет направлено на улучшение управления отходами и инфраструктуры общественного транспорта [7].

«Озеленение» секторов, указанных в табл. 1, в первую очередь приведёт к устойчивым позитивным результатам в форме увеличения производства, занятости и сокращения бедности.

Согласно расчётам ЮНЕП, выделение дополнительных 2 % ВВП для преобразования мировой экономики в «зелёную» по сравнению с инвестициями 2 % ВВП в сценарии обычного развития приведёт к экономическим и экологическим последствиям в долгосрочной перспективе (табл. 2).

Таблица 2. Результаты выделения дополнительных 2 % ВВП на преобразование мировой экономики в «зелёную» в сравнении с результатами вложения 2 % ВВП в сценарии обычного развития [7]

Показатели	Годы								
	2011	2015		2020		2030		2050	
		Сценарий обычного развития	«Зелёный» (%)	Сценарий обычного развития	«Зелёный» (%)	Сценарий обычного развития	«Зелёный» (%)	Сценарий обычного развития	«Зелёный» (%)
ВВП (в неизменных долларах США)	69 344	79 306	-0,8	92 583	-0,4	119 307	2,7	172 049	15, 7
ВВП на душу населения	9 992	10 959	-0,8	12 205	-0,4	14 577	2,4	19 476	13, 9
Общая занятость (млн чел.)	3 187	3 419	0,6	3 722	-0,4	4 204	-1,5	4 836	0,6
Калории на душу населения	2 787	2 857	0,3	2 946	-0,6	3 050	1,4	3 273	3,4
Площадь лесов (млрд га)	3,94	3,92	1,4	3,89	0,3	3,83	7,9	3,71	21, 0
Потребность в воде (км ³ /год)	4 864	5 275	-3,7	5 792	3,2	6 784	-13,2	8 434	- 21, 6
Захоронение отходов (млрд т)	7,88	8,40	-4,9	9,02	-7,2	10,23	-38,3	12,29	- 87, 2
Отношение выбросов к биологической ёмкости	1,51	1,60	-7,5	1,68	-15,1	1,84	-21,5	2,23	- 47, 9
Потребность в первичной энергии (млн т нефтяного эквивалента / год)	12 549	13 674	-3,1	15 086	-12,5	17 755	-19,6	21 687	- 39, 8
Доля возобновляемой энергии в потребности в первичной энергии (%)	13	13	15	13	-9,1	12	19	12	27

По инвестиционным расчётам ЮНЕП, для реализации «зелёного» сценария мировой ВВП с 2015 г. по 2020 г. должен уменьшаться по сравнению с обычным сценарием, а

только затем он будет расти. В то же время к 2050 г., согласно «зелёному» сценарию, потребности в воде уменьшатся на 21,6 %, в первичной энергии – на 39,8 %, утилизация отходов сократится на 87,2 % и т. д. Кроме того, к 2030 г. произойдёт сокращение глобального потребления энергии примерно на 20 % путём инвестирования в энергоэффективные отрасли с использованием возобновляемых источников энергии, включая биотопливо второго поколения, что позволит сократить ежегодные выбросы углерода, связанные с энергетикой, на 30 %. Инвестиции в сельское хозяйство в соответствии с «зелёным» сценарием помогут снизить вредные выбросы к 2050 г. до 450 частей на 1 000 000, т. е. до уровня, который позволит ограничить глобальное потепление на 2 °С [7].

Таким образом, только активное вмешательство государства и международного сообщества поможет осуществить переход к «зелёной» экономике, поскольку в рамках одной страны невозможно добиться изменения климата, снижения сокращения биоразнообразия океанов или помощи бедным странам.

Одним из наиболее сложных для ведения хозяйственной деятельности регионов России является Республика Калмыкия. Во многом это обусловлено географическим положением региона в аридной и семиаридной зонах Северо-Западного Прикаспия. Также к числу основных проблем Республики Калмыкии в экологической сфере относятся проблемы водоснабжения, опустынивания, загрязнения атмосферного воздуха, утилизации отходов, защита объектов животного мира и среды их обитания, сохранения охотничьих ресурсов, охрана лесного фонда и др.

В настоящее время экологическая обстановка в регионе продолжает оставаться нестабильной, что требует особого внимания со стороны властей всех уровней. В результате аварий, ремонтных работ на предприятиях республики, степных пожаров происходит загрязнение атмосферного воздуха. Основные угрозы исходят от предприятий газонефтедобычи, топливно-энергетического комплекса, теплоэнергетики и автотранспорта. Согласно данным Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Калмыкии, фактическая масса выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на территории республики в 2015 г. составила 46,389 тыс. т, в том числе от стационарных источников – 3,416 тыс. т (8,3 %), автотранспорта – 42,533 тыс. т (91,7 %).

Поэтому устойчивое развитие региона сегодня не представляется возможным без внедрения инновационных технологий в его экономику. В этом вопросе важную роль отводится Калмыцкому государственному университету, значение которого не ограничивается только подготовкой специалистов. Сегодня опорный региональный университет может выступить локомотивом научно-технического и социально-экономического развития региона, центром формирования и развития научного, образовательного, производственного и инновационного потенциала, разработчиком «зелёных» технологий для региональной экономики. Университет должен быть в первую очередь ориентирован на потребности региональных предприятий и организаций различных сфер экономики, органов власти, на реализацию программ высшего и дополнительного образования, актуальных для региона, на проведение фундаментальных и прикладных исследований в области повышения энергоэффективности, которые так востребованы на региональном уровне. Именно университет, на наш взгляд, может сыграть ключевую роль в переходе экономики региона к концепции «зелёной» экономики и способствовать таким образом существенному повышению энергоэффективности территории.

Литература

1. Брэнсон Р. После Копенгагена пусть расцветёт тысяча Ванкуверов // Независ. газ. 2010, 02 февр. URL: <http://www.eco-pravda.ru/page.php?al=ng02f10>.

2. Глоссарий терминов и понятий «зелёной» экономики, подготовленный специалистами и партнёрами Международной программы «Солнечный поток». URL: <http://www.ecoteco.ru/library/magazine/1/economy/glossariy-terminov-i-ponyatiy-zelenoy-ekonomiki/>.

3. Государственная программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 г. URL: http://www.ceskom.ru/files/normativ/energogsafe/energysafe_program.pdf.

4. Итоговый доклад о результатах экспертной работы по актуальным проблемам социально-экономической стратегии России на период до 2020 г. «Стратегия-2020: Новая модель роста – новая социальная политика». URL: http://www.nisse.ru/business/article/article_1878.html.

5. Навстречу «зелёной» экономике: пути к устойчивому развитию и искоренению бедности: обобщ. докл. для представителей властных структур // Программа ООН по окружающей среде. ЮНЕП, 2011. URL: <http://www.unep.org/greeneconomy>.

6. Рейтинг стран мира по уровню расходов на НИОКР. URL: <https://knoema.ru/atlas/topics>.

7. Устойчивое экономическое развитие. Критерии и индикаторы устойчивого развития. URL: <http://www.studfiles.ru/preview/3102566/>.

8. Экологический справочник. URL: <http://ru-ecology.info/term/52026/>.

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К ПОИСКУ НЕОБХОДИМОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ НЕФТЯНОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.Е. Воробьев¹, А.Г. Батырханов², К.А. Воробьев³

¹Атырауский университет нефти и газа, республика Казахстан

²Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева

³Российский университет дружбы народов

Осуществлен анализ имеющихся фундаментальных понятий, а также существенных объектов, стандартных функциональных и структурных узлов и процессов и их отношений, обеспечивающих формирование и эффективную работу электронного тезауруса для энергетической отрасли.

Ключевые слова: информационные системы, поиск необходимой информации, информация, анализ.

The analysis of the available fundamental concepts, and also essential objects, standard functional and structural nodes and processes and their relations ensuring formation and effective functioning of the electronic thesaurus for power branch is carried out.

Keywords: Information systems, search of necessary information, information, analysis.

В свое время Альберт Эйнштейн считал, что еще до конца XX в. человечество станет участником, так называемого информационного «взрыва». Причина его возникновения связана не столько с гигантским прогрессом в информационных технологиях, сколько с возросшим во много раз потоком информации, необходимой для обеспечения полноценной жизни членов современного общества [4]. В настоящее время человечество генерирует уже довольно огромное количество разнообразной информации, существенная часть которой находится в текстовом представлении: в виде книг, статей, писем, сообщений, обращений и других разнообразных печатных и электронных документов.

Кроме того, в настоящее время Интернет является главным источником предоставления многочисленных электронных материалов и документов. При этом численное количество электронных документов в Сети поддается лишь косвенным, при этом явно заниженным, оценкам. Так, по состоянию на 2005 г. число документов, проиндексированных только одной поисковой системой Yahoo, превысило 20 млрд. [3]: из них 19,2 млрд. – были текстовые документы, 1,6 млрд. – различные изображения (фото и картинки) и около 50 млн. – аудио- и видеофайлы.

Большая часть этой разносторонней информации в электронном виде обычно не имеет четко выраженной структуры, позволяющей ее легко обработать и целенаправленно ею манипулировать.

Понятие информационного поиска впервые было введено американским ученым К. Муэрсом, который заметил, что эта процедура обычно производится с целью удовлетворения информационной потребности пользователя, выраженной им в форме некоторого информационного запроса исполнителю. При этом информационный запрос является неким формализованным представлением, описанным в терминах естественного языка [5]. Объектами информационного поиска являются документы, сведения о них, факты, данные и определенные знания, наиболее полно отвечающие сделанному запросу (релевантность) и информационным потребностям (пертинентность) пользователя. Важное место в этом процессе занимают вопросы быстрого, непосредственного и полного удовлетворения информационных потребностей пользователя.

В процессе научной, а особенно образовательной деятельности весьма важной является работа с источниками необходимой информации (разного рода материалами и документами) [2]: поиск необходимых документов, их систематизация и классификация (в соответствии с поставленной специализированной задачей), с последующим эффективным использованием.

При этом необходимо осознавать наличие 2-х явно выраженных типов информационных потребностей пользователя [5]: в сведениях об источниках необходимой научной информации и в самой необходимой научной информации. При чем для удовлетворения информационных потребностей первого типа обычно предназначены различные информационные системы, получившие название документальных, а второго типа – фактографических.

Подобный подход получил свое отражение и в определенной технологии поиска необходимой информации.

Первоначально, причем весьма долгое время, одним из действенных инструментов поиска необходимой информации был непосредственный физический доступ к рукописям и книгам, находящимся в книжных хранилищах, когда исследователи, затрачивая значительное время, самостоятельно осуществляли “ручной” ее поиск [3].

В дальнейшем для решения этой проблемы были предприняты попытки определенной классификации и систематизации имеющейся в обществе информации [3]: стали создаваться специализированные общедоступные библиотеки и читальные залы, в которые источники информации отбирались исходя из каких-то (не всегда и не во всем ясных) критериев.

В последующем для обеспечения поиска необходимой информации в читальных залах и библиотеках составляли особые картотеки: где сведения о документе (книге, журнале, статье и т.д.) записываются по определенной схеме на учетную карточку, туда же помещается информационный шифр - несколько букв и цифр, по которым при запросе определяют местоположение искомого документа в библиотеке или читальном зале (хранилище, стеллаж и полка). Заполненные таким образом карточки расставляются в алфавитном или тематическом порядке [6].

По мере дальнейшего накопления книг и журналов, а стало быть и содержащейся в них информации, возможности традиционных методов “ручного” поиска, с использованием алфавитного (обеспечивающего поиск книги или статьи по известному

имени автора) и систематического каталогов (поиск книги или журнала по определенному названию), перестали удовлетворять пользователей, прежде всего, научных работников [3], информационные потребности которых характеризуются не всегда четкостью осознания и выражения (табл. 1).

Таблица 1. Основные различия информационных потребностей различных социальных групп [1]

Характеристики выражения и удовлетворения информационных потребностей	Исследователи	Специалисты	Управляющие
Четкость осознания и выражения	небольшая	большая	очень большая
Требуемая полнота информации	большая	не больше, чем нужно	самая нужная
Срочность удовлетворения	не важна	важна	очень важна
Форма получения информации	любая	удобная для использования	максимально удобная для восприятия
Степень переработки первичной информации	минимальная	большая	очень большая
Виды предпочтительной информации	первоисточники, библиография, численные данные	фактографическая информация	обзорно-аналитическая информация

При этом у каждого исследователя за годы его научной работы образуется своя собственная «картотека» библиографических описаний статей, книг и т.д., представляющих для него особую важность и ценность. [4]. Основным критерий их отбора – личные предпочтения и научные интересы исследователя.

Существующую проблему дальнейшего повышения эффективности нахождения и отбора необходимой пользователю информации уже давно пытаются решить путем создания универсальных или специализированных информационно-поисковых систем [3]. Оказалось, что наиболее перспективным направлением развития информационного обеспечения научной деятельности являются электронные технологии, позволяющие оптимизировать и ускорить процесс поиска и отбора запрашиваемой информации [1]. В настоящее время научные сообщества наиболее развитых стран и регионов мира обладают достаточно мощными информационными системами, которые в той или иной степени соответствуют существующим потребностям исследователей в поиске, выборке и предоставлении необходимой им информации.

В частности, одним из наиболее распространенных и эффективных подходов к реализации информационных потребностей человечества является использование формулы «5W + 1H», заключающейся в постановке 6-ти вопросов, на которые должно ответить пользователь, запросившее необходимую информацию [1].

1. WHERE (Где?) – где работает потенциальный потребитель информации: в научно-исследовательском учреждении, на промышленном или сельскохозяйственном предприятии, в правительственном ведомстве и т.д.?

2. WHAT (Какая?) – какая информация представляет для него интерес: об окружающей среде, о конкурентах или внутренняя? Какого типа – в исходном виде, ретроспективная, обобщенная текущая или прогностическая?

3. WHO (Кто?) – кто выступает в качестве потенциального потребителя информации: исследователь, специалист (инженер, агроном и т.п.) или менеджер?

4. WHY (Зачем?) – зачем требуется эта информация: для научного исследования, разработки, изучения, планирования или управления?

5. WHEN (Когда?) – когда требуется запрашиваемая информация: немедленно, регулярно или по мере необходимости?

6. HOW (Как?) – в каких видах и в какой форме требуется запрашиваемая информация: в виде оригиналов, в машиночитаемом виде, подвергнутая предварительному научному анализу или другой обработке?

Дав ответы на эти вопросы, можно объективно описать основные принципы организации информационного обеспечения научной (включая научно-организационную, инновационную и т.п.) деятельности [1].

Кроме этого выполненный научный анализ тематики современных научных проектов в области информатики (табл. 2) позволил выделить 5 основных типов приоритетных задач [1]:

1) осуществление компьютерного анализа значительного массива данных (в той или иной области исследования, с целью получения принципиально новых знаний);

2) разработка и создание (с использованием Интернет-технологий) специализированных информационных систем, функционирующих на основе современных алгоритмов обработки данных;

3) исследование наиболее общих принципов и методов организации телекоммуникационных систем;

4) исследование и когнитивное моделирование системы искусственного интеллекта;

5) разработка средств анализа моделей информационных искусственных систем.

Таблица 2. Распределение тематики интеграционных проектов СО РАН, связанных с информационными технологиями

Год	Всего проектов	Моделирование интеллекта	Анализ моделей информационных структур	Телекоммуникационные системы	Анализ данных, извлечение знаний	Создание информационных систем	
						всего	из них с анализом данных
000	5	0	0	1 (20 %)	2 (40 %)	4 (80 %)	1 (25 %)
003	12	1 (8 %)	0	2 (17 %)	6 (50 %)	8 (67 %)	4 (50 %)
006	11	1 (9 %)	1 (9 %)	3 (27 %)	6 (55 %)	5 (45 %)	4 (80 %)

В результате имеющегося опережающего развития технологий информационного поиска (по сравнению с методиками работы с контентом) образовался весьма заметный разрыв между техникой работы с многочисленными данными (поиском) и способностью работать с контентом, заложенным в этих данных. В итоге возникло как бы 2-а параллельных “мира”. При этом контент обычно довольно плохо поддается структуризации, а потому несколько неудобен для осуществления поиска необходимой информации. Напротив, структурированные данные более удобны для поиска, но из них

чрезвычайно сложно выделить необходимую информацию. В этом отношении весьма показательным высказывание С. Фельдмана, ведущего аналитика IDC, специализирующегося на технологиях работы с контентом: «Сегодня весь поисковый рынок устремился в область конвергенции контента с данными, поскольку, в конечном счете, ценность имеет только информация».

В общем случае, различают документальные, фактографические и интеллектуальные информационно-поисковые системы.

Необходимо ответить, что современное научное сообщество испытывает все более возрастающую потребность не просто в информационных системах, но в специализируемых системах, извлекающих из имеющихся данных принципиально новые знания [1], т.е. в интеллектуальных системах, включающих в себя наряду действенной с информационной системой (понимаемой как некое множество связанных между собой различных необходимых ресурсов), логическую систему и интеллектуальный интерфейс, а также специальные средства автоматического пополнения базы данных и их извлечения из выявленных текстов.

В настоящее время в современных поисковых системах все чаще содержатся отдельные элементы интеллектуальности. В частности, к ним относится возможность использования в запросах, например, Google «звездочек», которые поисковик заменяет определенным словом, соответствующим контексту. Еще большим интеллектом обладает специализированная система Gnooks, предназначенная для поиска отвечающих запросам пользователей литературных или музыкальных произведений (www.gnooks.com). Так, на основании предшествующих запросов она определяет определенные предпочтения пользователей, их запоминает и при следующих их обращениях осуществляет наиболее адекватные предложения.

Еще один аналогичный подход к повышению эффективности поиска реализуется в специализированных поисковых системах, настроенных на поиск запрашиваемых документов в определенном подмножестве Web. Здесь в качестве примера можно указать систему Scirus, строго ориентированную на поиск только научной информации (www.scirus.com).

Радикальным решением многих проблем интеллектуального поиска является система Semantic Web. Основные идеи построения нового поколения Web были выдвинуты в 1999 г. Т.Б. Ли, одним из разработчиков существующей Всемирной Паутины Интернета. Одна из них заключается в том, чтобы с помощью средств разметки на основе языка XML снабжать документы описаниями - так называемыми «онтологиями». Они должны содержать дайджест содержимого, адаптированный для чтения разметками в приложениях, которые называют «интеллектуальными» агентами. Хотя за прошедшее время были разработаны и другие многочисленные отраслевые стандарты и языковые средства, но до их практической реализации к Semantic Web еще очень далеко.

Поэтому в настоящее время наиболее востребованным средством информационного обеспечения научно-образовательной деятельности становятся интеллектуальные системы, сочетающие в себе возможности информационных систем и позволяющие удовлетворять имеющиеся информационные потребности весьма квалифицированного пользователя в соответствии со схемой «документ - факт - рассуждение». В таких поисковых системах, прежде всего, осуществляется целенаправленный поиск необходимых информационных ресурсов (документов), в которых может содержаться нужная пользователю информация. Затем определяются библиографические сведения об источнике этой информации. Весьма важным этапом процесса функционирования таких систем является извлечение из текстов документов содержащихся в них конкурентных фактов, т.е. в наиболее общем смысле «особого рода предложений, фиксирующих эмпирическое знание», соответствующих информационному запросу.

При этом довольно широкое развитие современной сети Интернет предоставляет пользователям интеллектуальных информационных систем совершенно новые возможности, связанные с одновременным доступом ко множеству разнородных источников данных [1], что открывает весьма широкие перспективы в развитии более совершенных и эффективных технологий получения необходимой пользователям специализированной информации.

Литература

1. Барахнин В.Б., Федотов А. М., Исследование информационных потребностей научного сообщества для построения информационной модели описания его деятельности // Вестник НГУ: серия "Информационные технологии". - 2008. - Том 06, № 3. - С. 48-59.
2. Прозоров О.В., Самбетбаева М.А. Анализ алгоритмов кластеризации данных/ Материалы 54-й международной научной студенческой конференции (СОЮЗ НГУ, Новосибирск, 2016). Новосибирск: НГУ. 2016. С. 52-54
3. Федотов А.М., Барахнин В.Б. Проблемы поиска информации: история и технологии // Вестник НГУ. Сер.: Информационные технологии. - 2009. - Т.7. - № 2. - С.3-17. - ISSN 1818-7900
4. Федотов А.М., Барахнин В.Б. К вопросу о поиске документов «по аналогии». // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2009. Т.7, выпуск 4. С.3-14. ISSN 1818-7900
5. Fedotov, A.M. Tussupov J., Sambetbayeva, M.A., Fedotova, O.A. Sagnayeva S.K. Baranov, A.A. Classification model and morphological analysis in multilingual scientific and educational information systems // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. Vol. 86, Issue 1, 10 April 2016. - pp. 96-111
6. http://www.nsc.ru/win/elbib/data/show_page.dhtml?77+207+35

ОСНОВЫ ПОНЯТИЙНОЙ МОДЕЛИ СВЯЗИ ТЕРМИНОВ НЕФТЯНОГО ТЕЗАУРУСА

А.Е. Воробьев¹, А.Г. Батырханов², К.А. Воробьев³

¹Атырауский университет нефти и газа, республика Казахстан

²Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева

³Российский университет дружбы народов

Представлена концептуальная модель поисково-информационного тезауруса должна описывать то, какие сущности могут быть в нем представлены, а также должна фиксировать имеющиеся и используемые при этом связи и правила, что, в частности, предполагает абстрагирование и обобщение входящих сущностей и их предметную классификацию.

Ключевые слова: термины, модель связи терминов, тематические узлы текста, основные узлы, локальные узлы, предметной области

Цель данного проекта состоит в осуществлении анализа фундаментальных понятий, существенных объектов, стандартных функциональных и структурных узлов и процессов и их отношений, обеспечивающих формирование и эффективную работу нефтяного электронного тезауруса.

В свое время Альберт Эйнштейн предупреждал, что еще до конца XX в. человечество станет участником так называемого информационного «взрыва». Причина

его возникновения связана не столько с гигантским прогрессом в информационных технологиях, сколько с возросшим во много раз потоком информации, необходимой для обеспечения полноценной жизни членов современного общества. В настоящее время человечество генерирует уже довольно огромное количество разнообразной информации, существенная часть которой находится в текстовом представлении: в виде книг, статей, писем, сообщений, обращений и других разнообразных печатных и электронных документов.

Кроме того, в настоящее время Интернет является главным источником предоставления многочисленных электронных материалов и документов. При этом количество электронных документов в Сети поддается лишь косвенным, при этом явно заниженным, оценкам. Так, по состоянию на 2005 г. число документов, проиндексированных только одной поисковой системой Yahoo, превысило 20 млрд.: из них 19,2 млрд. – были текстовые документы, 1,6 млрд. – различные изображения (фото и картинки) и около 50 млн. – аудио- и видеофайлы.

Большая часть этой разносторонней информации в электронном виде обычно не имеет четко выраженной структуры, позволяющей ее легко обработать и целенаправленно ею манипулировать. Отметим, что основной единицей всех тезаурусов являются термины, которые подразделяются на дескрипторы (авторизованные термины) и не дескрипторы (аскрипторы).

Первоначальным и базовым инструментом эффективной работы с такой резко неоднородной специализированной информацией, как информация по нефтегазовой промышленности, является нефтегазовый тезаурус, представляющий собой контролируемый и взаимосвязанный словарь терминов на естественном языке, явно указывающий на имеющиеся выраженные отношения между используемыми терминами и предназначенный для информационного поиска и обработка анализируемой информации.

Первичная задача тезаурусов заключается в том, чтобы облегчить пользователю осуществляемый поиск и оценку анализируемых документов, а также достигнуть необходимой согласованности в выполнении индексации текстовых или другим способом оформленных и полученных для обработки документов и материалов.

Основными целями разработки информационно-поисковой системы тезауруса являются следующие:

- обеспечение перевода естественного языка анализируемых документов и материалов на контролируемый словарь, применяемый для последующего осуществления индексирования и поиска необходимой информации;
- обеспечение последовательного использования единиц индексирования;
- установление и описание возможных и имеющихся связей между используемыми терминами;
- использование, в качестве поискового средства при поиске и оценке исследуемых документов и материалов.

Для разработки понятийной модели связи терминов нефтяного тезауруса необходимо использовать имеющийся аппарат логики, оперирующей различными взаимосвязями между различными категориями языка, а также посылками и заключениями. При этом требуется построить такую модель, в которой отражались бы и существующие связи между понятиями и выявлялся содержащийся в анализируемой информации конкретный определенный смысл.

Для описания онтологии тезаурус включает в свою систему особый формализм, который называют онтологией представления знаний, и поддерживающий его редактор онтологии. С помощью этих средств строится онтология представления тезауруса, задающая его концептуальную схему. В этой онтологии описываются отдельные классы, представляющие разнообразные понятия и другие элементы тезауруса, разнообразные семантические связи между ними, а также обеспечивается описание свойств понятий и отношений, ограничений и аксиом, определяющих дополнительную семантику классов и

отношений онтологии. Кроме того, в этой онтологии задается множество доменов, т.е. возможных значений атрибутов классов и отношений, что позволяет уменьшить число ошибок при создании/редактировании конкретного тезауруса.

Для описания онтологии тезаурус включает в свою систему особый формализм, который называют онтологией представления знаний, и поддерживающий его редактор онтологии. С помощью этих средств строится онтология представления тезауруса, задающая его концептуальную схему. В этой онтологии описываются отдельные классы, представляющие разнообразные понятия и другие элементы тезауруса, разнообразные семантические связи между ними, а также обеспечивается описание свойств понятий и отношений, ограничений и аксиом, определяющих дополнительную семантику классов и отношений онтологии. Кроме того, в этой онтологии задается множество доменов, т.е. возможных значений атрибутов классов и отношений, что позволяет уменьшить число ошибок при создании/редактировании конкретного тезауруса.

Применение формальной логики позволяет определить наиболее базовые подходы и выработать ясный алгоритм решения этой актуальной задачи.

Так, "логическая" интеграция предусматривает единое представление интегрируемых информационных ресурсов и/или описывающих их метаданных в терминах некоторой интегрирующей модели и обеспечивает, с помощью единого интерфейса основанного на этой модели, облегченный доступ к ним и их различными анализ [4].

Для описания какой-либо предметной области всегда используется определенный набор терминов, каждый из которых обозначает или описывает какое-либо отдельное понятие или концепцию из данной предметной области [7]. При этом большинство версий стандартов по информационно-поисковому тезаурусу указывают на определенную связь терминов с понятиями предметной области. В частности, категория "Термин" представляет собой слово либо словосочетание, обозначающее конкретное понятие.

Класс «Термин» включает в виде следующие атрибуты [3]:

1. Название термина, которое представляет собой отдельное слово, словосочетание или лексически значимый компонент сложного слова естественного языка.
2. Язык, на котором дано название термина.
3. Комментарий, включающий правила и рекомендации по использованию этого термина, а также замечания и пояснения автора словарной статьи.
4. Автор словарной статьи, который задается для контроля процесса коллективной разработки тезауруса.

При этом "Индексирующий термин" - это представление понятия, предпочтительно в форме существительного или именной группы.

В тематическом представлении понятия, имеющиеся в тексте и инициализируемые при обнаружении необходимого термина из всего синонимического ряда понятий, обычно разбиты на совокупности близких по смыслу терминов, так называемые, «тематические узлы». В последующем выявленные тематические узлы текста делятся на «основные узлы», соответствующие главной теме анализируемого документа, и «локальные узлы», отвечающие некоторым подтемам этого документа, а также просто «упоминавшиеся».

Объединение понятий анализируемого текста в тематические узлы обычно производится на основе их тезаурусных связей [1]. Например, тема нефтепромысла может развиваться в тексте посредством следующих понятий: нефть, добыча, интенсификация, объемы, транспортировка переработке себестоимость и экология и т.д.

Классификация тематических узлов на основные, локальные и упоминавшиеся производится на основе фундаментальных свойств связного текста, а именно, его глобальной лексической связности. Действительно, те понятия, которые соответствуют основной теме исследуемого документа, должны проходить через него «красной нитью» [1]. Такую особенность понятий основной темы (основных тематических узлов)

целесообразно вычислять алгоритмически, и тем самым выделять эти основные тематические узлы из всей совокупности тематических узлов, выявленных по тексту.

Причем локальные тематические узлы обычно моделируют лишь локальные темы документа, развивающие некоторые из основных тем, когда те прямо связаны с одними основными темами и не связаны с другими.

Совокупность выявленных тематических узлов в анализируемом тексте, образует его тематическое представление [1], т.е. иерархическую структуру терминов текста, в которой тематически близкие термины собраны вокруг тематических центров в тематические узлы, а среди тематических узлов выделяются основные тематические узлы, тематические центры которых явно отражают основное содержание анализируемого текста.

Иерархия тематического представления напрямую отражает важность для анализируемого текста тех или иных терминов [4]. Обычно тематический центр более значимее других терминов тематического узла, а термины основных тематических узлов более значимы для анализируемого текста, чем термины других тематических узлов.

Различные объекты тезауруса обычно связаны между собой бинарными ориентированными обязательными связями вида "1..1" (один к одному) или "1..*" (один ко многим) и необязательными связями вида "0..1" или "0..*" [6].

Основные элементы любой понятийной модели выражаются через следующую "понятийную геометрию" [5]:

- прямоугольники, в которые вписаны декларативные и процедурные понятия естественного языка, обладающие свойством двунаправленной (в сторону мини- и макси-) фрактальности (понятийная относительность);
- причинно-следственные отношения между понятийными прямоугольниками, выраженные в виде одно - или двунаправленных стрелок.

С этой точки зрения рассмотрим логическое построение и существующие связи профессиональный терминологии, возможные на реальном нефтепромысле, и построим для них понятийную модель (рис. 1).

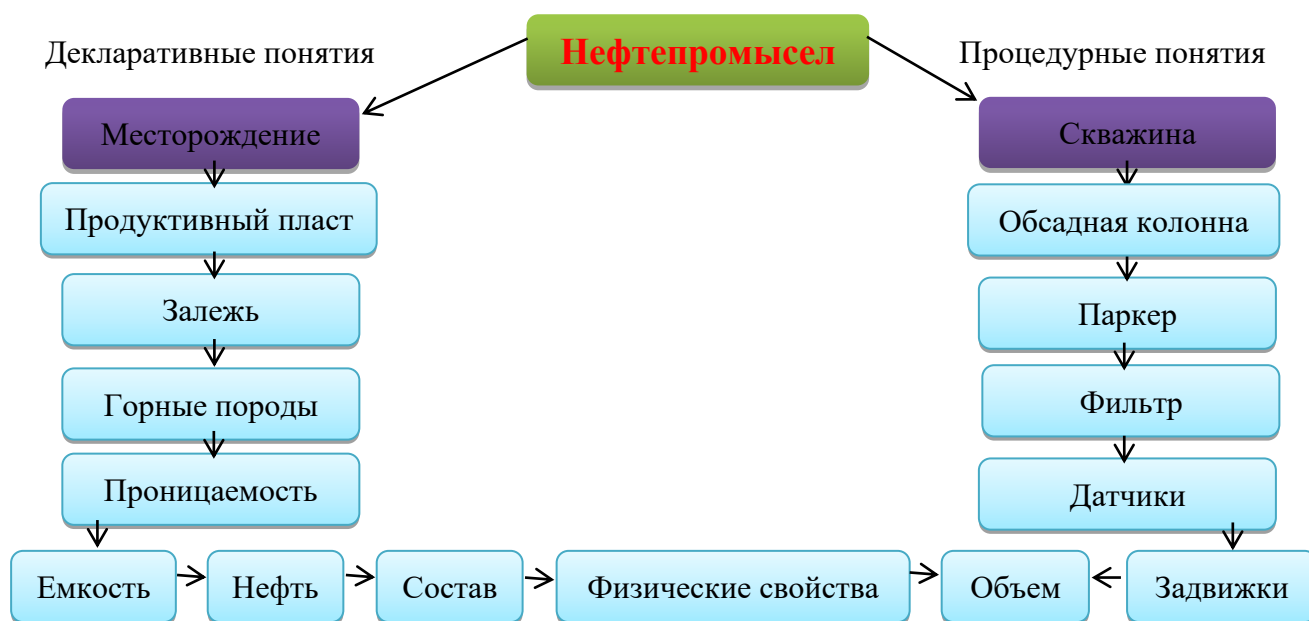


Рисунок 1. Понятийная модель терминов нефтепромысла и их возможные связи

Описание подобной модели включает в себя научное исследование места нахождения и содержание сущностей, а также их возможные отношения и различные атрибуты [6].

При этом в библиографических записях отношения могут быть отражены многими способами. Например, те, что изображены на ER-диаграмме FRBR, прежде всего

описывают логические связи между сущностями и часто реализуются в одной записи простой конкатенацией одной сущности с атрибутами связанной сущности.

Концептуальная модель должна описывать то, какие сущности могут существовать в данной предметной области, т.е. существуют в данный момент, существовали ранее или когда-либо смогут существовать [6]. А также она должна фиксировать их правила и возможные связи, что в частности предполагает классификацию сущностей, их последующее абстрагирование и обобщение.

Явно видно, что все объекты в такой модели, связаны между собой достаточно компактно, образуя определенные связи без каких либо разрывов. При этом специализированный нефтепромысловый тезаурус обычно базируется на лингвистических и грамматических особенностях существующих в этой среде терминов, а также знаниях о предметной области, которые здесь имеются. Такая модель называется декларативно-процедурной [1]. В ней декларативными понятиями являются термины "Месторождение", "Продуктивный пласт" и т.д., а процедурными понятиями в данном случае является те, которые относятся к обеспечению технологического процесса "Скважина", "Обсадная колонна" и т.д.

При этом все существующие в нефтяной отрасли понятия связаны между собой по смыслу стрелками через другие [1]. Это довольно простая система отношений позволяет приемлемо описать весьма сложные и противоречивые взаимосвязи между довольно большим числом разнообразных понятий.

Пользуясь общеизвестными знаниями (истинами) нетрудно установить в этой схеме дополнительные смысловые декларативные и процедурные связи: такие, как "Нефть", "Состав", "Физические свойства" и т.д.

В дальнейшем при исполнении разработанной модели целесообразно использовать базу выявленных и установленных отношений [2]. В соответствии с этим для каждой пары сущностей из базы данных выбираются отдельные предложения, содержащие эти сущности, и удаляются имеющиеся шумовые признаки. Далее к текстовой информации применяется специальный алгоритм его дальнейшего анализа.

Механизмы контроля и вывода знаний контролируют такие свойства отношений, как транзитивность, симметричность, асимметричность, рефлексивность, антирефлексивность, обратимость (наличие обратных отношений), а также ограничения на существование (количество) и обязательность связей [3]. На основе аксиом происходит корректное установление связей между терминами тезауруса, при необходимости осуществляется автоматическое добавление и удаление таких связей.

При навигации по тезаурусу обеспечивается возможность выбора необходимых пользователю терминов [3], детального просмотра их описаний (тезаурусных статей), а также источников (публикаций или коллекций текстов), в которых встречается термин и/или его определение.

Пользователь может указать, какой тип информации его интересует – все термины, дескрипторы, аскрипторы или источники терминов. При этом ему выдается полный список имеющихся в тезаурусе объектов выбранного типа, который отображается в виде html-страницы, содержащей набор ссылок на эти объекты [3]. Информация о конкретном объекте и его связях также отображается в виде html-страницы. При этом объекты, связанные с данным объектом, представляются на его странице в виде гиперссылок, по которым можно перейти к их детальному описанию.

Дальнейшая навигация по тезаурусу представляет собой процесс перехода от одних элементов тезауруса к другим по заданным между ними связям [3], отражающим существующие между ними – тезаурусные (между терминами) или библиографические (между терминами и источниками) – отношения.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Республики Казахстан (грант 2018-2020 гг. № AP05133546)

Литература

- 1.Добров Б.В., Лукашевич Н.В. Тезаурус и автоматическое концептуальное индексирование в университетской информационной системе «Россия» // Третья Всероссийская конференция по Электронным Библиотекам «Электронные библиотеки: перспективные методы и технологии, электронные коллекции». Петрозаводск. 11-13 сентября 2001 г.
- 2.Ермакова Л.М. Методы извлечения информации из текста // Вестник Пермского университета. Серия Математика. Механика. Информатика. Вып. 1 (9). 2012. С. 77 – 84
3. Загорюлько Ю.А., Боровикова О.И. Построение многоязычного тезауруса предметной области средствами технологии создания порталов научных знаний // Всероссийская конференция с международным участием "Знания - Онтологии - Теории" (ЗОНТ-2011). Новосибирск, 3-5 октября 2011 г.
4. Когаловский М.Р. Стандарты XML и электронные библиотеки // Электронные библиотеки. ИРИО. Том 6. - Выпуск 2. 2003.
5. Мартынюк В. Информационное исчисление // Открытые системы № 5. 1996. С. 66–69.
6. Резниченко В.А., Проскудина Г.Ю., Кудим К.А. Концептуальная модель электронной библиотеки // Электронные библиотеки: перспективные методы и технологии, электронные коллекции: Труды XI Всероссийской научной конференции RCDL'2009. Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2009. С. 23-31.
7. Федотов А.М., Идрисова И.А., Самбетбаева М.А., Федотова О.А. Использование тезауруса в научно-образовательной информационной системе // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Информационные технологии. Т. 13, вып. 2. 2015. С. 86–102.

УДК 624

БІЛКІТІЛГІ ЖОҒАРЫ МАМАНДАРДЫ ДАЙЫНДАУДАҒЫ КАФЕДРА ФИЛИАЛДАРЫНЫҢ АЛАТЫН ОРНЫ

Ш.М. Медетов

«С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Атырау қ.,
Қазақстан
medetov.76@mail.ru

Бұл мақалада С.Өтебаев атындағы «Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының өндірістік мекемелердің базаларында ұйымдастырған Оқу-өндірістік филиалдарының жұмысы, ұйымдастыруда кездескен қиыншылықтар мен қол жеткізілген жетістіктер туралы баяндалады.

Түйін сөздер: оқу-өндірістік филиал, бұрғылау қондырғысы, лебедка, тәл жүйесі, білікті маман, кафедра

Қазақстан Республикасының Тұңғыш Президенті Нұрсұлтан Назарбаев «Болашаққа бағдар: рухани жаңғыру» атты бағдарламалық мақаласында Білімнің салтанат құруы бөлімінде: «Табысты болудың ең іргелі, басты факторы білім екенін әркім терең түсінуі керек. Жастарымыз басымдық беретін межелердің қатарында білім әрдайым бірінші орында тұруы шарт. Себебі, құндылықтар жүйесінде білімді бәрінен биік қоятын ұлт қана табысқа жетеді» деп атап өтті [1].

Ал білімді мамандарды дайындау үшін оқу орындары мекемелер және ғылыми-зерттеу орталықтарымен тығыз қатынас орнату керек екені сөзсіз. Түлектердің бәсекеге қабілеттілігін арттыру үшін барлық сабақтар тәжірибелік бағыт ұстану керек және де оқу үрдісіне мамандарды белсенді тарту керек деп есептеймін.

Қазіргі таңда жоғары оқу орындары мен мекемелердің біліктілігі жоғары мамандарды бірлесе дайындауға ат салысуы өзекті мәселе болып табылады. Себебі мекемелер де студенттер секілді белгілі бір көлемде білімі бар, заман талабына сай бейімделетін, яғни тез дамып отырған өндіріс жағдайында оқуын жалғастыра алатын түлектерге қызығушылық білдіреді [2, 3].

С.Өтебаев атындағы «Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасы Атырау облысында орналасқан мекемелермен тығыз қатынас орната отырып, осы мекемелерде кафедраның филиалдарын ашты. Қазіргі таңда «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасында бес мамандық бойынша студенттерді дайындайды. Ол мамандықтар: «5В072400 – Технологиялық машиналар және жабдықтар», «5В071500 – Теңіз техникасы және технологиялар», «5В071300 – Көлік, көлік техникасы және технологиялар», «5В071000 – Материалтану және жаңа материалдар технологиясы», «5В090100 – Көлікті пайдалану, жол қозғалысы мен тасымалдауды ұйымдастыру». Осы аталған мамандықтардың әрқайсысы бойынша сәйкес мекемелерде кафедраның филиалдары ашылды. Олар:

- «5В072400 – Технологиялық машиналар және жабдықтар» мамандығы бойынша «Жігермұнайсервис» ЖШС, «Атыраумұнаймаш» ЖШС, «ҚазМұнайГаз-Бұрғылау» Сервистік бұрғылау мекемесі» ЖШС мекемелері. Сонымен қатар «Ембімұнайгаз» АҚ және «АМӨЗ» ЖШС мекемелерімен де кафедраның филиалдарын ашу жоспарда бар;

- «5В071500 – Теңіз техникасы және технологиялар» мамандығы бойынша «Ескерткіш Қызмет Қазақстан» ЖШС мекемесімен. Сонымен қатар «Тілекші» ЖШС мекемесімен де кафедраның филиалдарын ашу жоспарда бар;

- «5В071300 – Көлік, көлік техникасы және технологиялар» мамандығы бойынша «Мұнай көлік» ЖШС мекемесімен;

- «5В071000 – Материалтану және жаңа материалдар технологиясы» мамандығы бойынша «Жігермұнайсервис» ЖШС, «Атыраумұнаймаш» ЖШС мекемелерімен;

- «5В090100 – Көлікті пайдалану, жол қозғалысы мен тасымалдауды ұйымдастыру» мамандығы бойынша *Атырау облысы Ішкі істер департаментінің әкімшілік полициясының басқармасымен.*

Кафедраның филиалын ашу үрдісі бірқатар шаралардан тұрды. Филиалдарды ұйымдастыру мекеме-базалармен біріге отырып филиалдың мақсаты мен мәселелерін айқындаудан басталды. Содан соң С.Өтебаев атындағы «Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ Ғылыми кеңесі бекіткен Филиалдың шартына сүйене отырып, «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалын ұйымдастыру туралы келісімшарт жасалды. Бұл келісімшарттарда жалпы жағдайлар, мекеменің міндеттері, университеттің міндеттері атап көрсетілді.

Сонымен, «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының мекемелерде Оқу-өндірістік-филиалын ашудағы мақсаты – білікті бакалаврларды дайындауды жетілдіру, оқу үрдісінің тәжірибелік бағытын жетілдіру, студенттерге кәсіби жұмыс дағдыларын беру, теориялық оқу үрдісінде студенттердің алған білімдері мен компетенцияларын бекіту.

Жоғарыда аталған кафедраның филиалдарымен әртүрлі бағытта жұмыстар жүргізілуде. Мысалы, «ҚазМұнайГаз-Бұрғылау» Сервистік бұрғылау мекемесі» ЖШС мекемесінің базасында құрылған кафедраның филиалымен жұмыстар төмендегідей ұйымдастырылды.

2018-2019 оқу жылына «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының профессорлік-оқытушы құрамына арналған оқу жүктемесі есебінен «Заманауи жерүсті бұрғылау жабдықтары» (ТМО-17 ССО к/б тобы, 30 сағат), «Бұрғылау жабдығын

жинақтау, күтіп-баптау және жөндеу» (ТМО-16 к/б тобы, 15 сағат) және «Жерүсті бұрғылау жабдығы» (ТМО-16 к/б тобы, 30 сағат) пәндерінен «ҚазМұнайГаз-Бұрғылау» Сервистік бұрғылау мекемесі ЖШС мекемесінің бас механигі Мұстағалиев Саламат Сапарұлына

барлығы 75 сағат тәжірибелік сабақтар өткізуге бөлінді. Тәжірибелік сабақтар аталған мекеменің базасында өтеді. Арнайы аудитория да бөлінген. Қазіргі таңда осы аудиторияны бұрғылау жабдықтарымен жабдықтау жүргізілуде.

1-суретте «ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалы орналасқан ғимарат көрсетілген.

2-суретте «ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалының аудиториясының алдында ТМО-16 к/б студенттері мен «ҚМГ-Бұрғылау» мекемесінің бас механигі С.С. Мұстағалиевтың бірге түскен суреті берілген.



1-сурет. «ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалы орналасқан ғимарат алдында



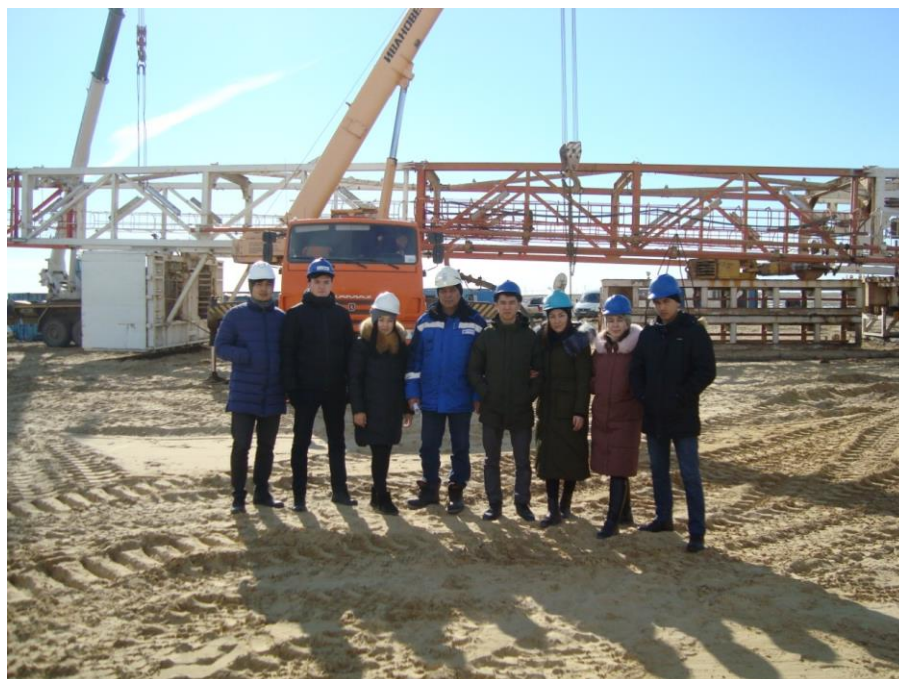
2-сурет. «ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалының аудиториясының алдында



3-сурет. «ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалының аудиториясында «ҚМГ-Бұрғылау» мекемесінің бас механигі С.С. Мұстағалиевтың сабақ беру сәтінен

«ТМЖК» кафедрасының Оқу-өндірістік филиалының аудиториясында «ҚМГ-Бұрғылау» мекемесінің бас механигі С.С. Мұстағалиевтың сабақ беру сәті 3-суретте берілген.

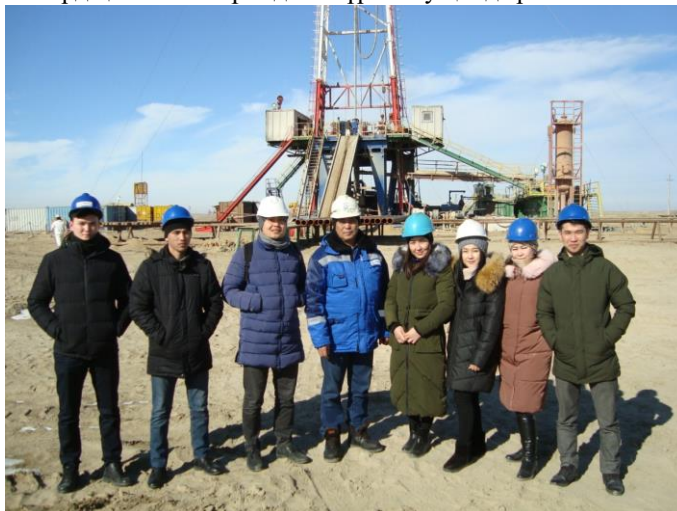
Сонымен бірге, 15.02.2019ж. Мұстағалиев Саламат Сапарұлы студенттерді «Досмухамбетовское» өндіріс алаңына алып барды (4-7 суреттер). «Досмухамбетовское» - бұл Атырау қаласынан 350 км оңтүстік-шығыста орналасқан мұнай кенорыны. Бұл алаңда ЖШС «ҚазМұнайГаз-Бұрғылау» Сервистік бұрғылау мекемесінің» төрт бұрғылау қондырғысы орналасқан.



4-сурет. «Досмухамбетовское» кенорны, №96-ұңғыма:
Студенттердің ZJ40LDB үлгідегі бірінші стационарлық бұрғылау қондырғысымен танысуы



5-сурет. «Досмухамбетовское» кенорны, №97-ұңғыма:
Студенттердің ZJ30CZ үлгідегі бұрғылау қондырғысымен танысуы



6-сурет. «Досмухамбетовское» кенорны, №95-ұңғыма:
Студенттердің ZJ40LDB үлгідегі бірінші стационарлық бұрғылау қондырғысымен танысуы



7-сурет. «Досмухамбетовское» кенорны:
Студенттердің VR-500 үлгідегі бұрғылау қондырғысымен танысуы

Студенттер кенорынына келгеннен соң Қытай Халық Республикасында жасалған ZJ40LDB үлгідегі бірінші стационарлық бұрғылау қондырғысымен танысты. Бұл бұрғылау қондырғысы жобалық тереңдігі 2250 м №95-пайдалану ұңғымасын құру жұмысын жүргізіп жатырды.

Студенттер жабдықтың техникалық сипаттамасымен, бұрғылау қондырғысының конструктивті орындалуымен танысты және жеке блоктар мен жүйелердің атқаратын қызметі және жұмыс істеу принциптері туралы ақпарат алды, сонымен қатар түсіру-көтеру операцияларының қалай орындалатынын көздерімен көріп білді.

Одан соң екінші бұрғылау қондырғысымен студенттер танысты. Бұл бұрғылау қондырғысы да ZJ40LDB үлгідегі, Қытай Халық Республикасында жасалған бұрғылау қондырғысы болатын. Студенттер осы бұрғылау қондырғысымен танысуға барғанда бұрғылау қондырғысын жинақтау жұмыстарының куәсі болды. Бұл бұрғылау қондырғысы жобалық тереңдігі 2600 м №96-пайдалану ұңғымасын құру жұмысына арналған. Студенттер бірдей үлгідегі екі бұрғылау қондырғыларының құрылымдарындағы айырмашылықтары туралы ақпарат алды.

Одан әрі студенттерді Қытай Халық Республикасында жасалған, ZJ30CZ үлгідегі бұрғылау қондырғысымен таныстырды. Бұл бұрғылау қондырғысы жобалық тереңдігі 2610 м №97-пайдалану ұңғымасын құру үшін 2080 - 2151м аралықта бұрғылау жұмысын жүргізіп жатырды. Студенттерге мобильді және стационарлық бұрғылау қондырғыларының арасындағы айырмашылық түсіндірілді.

Студенттер танысқан төртінші бұрғылау қондырғысы VR-500 үлгідегі АҚШта жасалған болатын. Бұл бұрғылау қондырғысы жобалық тереңдігі 3500 м DCB2 іздестіру-барлама ұңғымасын құруға арналған. Студенттер тәл жүйесімен және бұрғылау лебедкасымен, сонымен қатар механикалық жетектермен жабдықталмаған бұрғылау қондырғысы қалай жұмыс жасайтындығын көріп білді. Студенттер алаңға барғанда бұрғылау қондырғысы 3085 м тереңдіктен бұрғылау тізбегін көтеру жұмыстарын жүргізіп жатырды.

Сонымен, «Досмухамбетовское» мұнай кенорынына жасалған тек бір күндік саяхаттан студенттер көп мәлімет алды. Олар бұрғылау қондырғысын жинақтау, ұңғыманы бұрғылау және түсіру-көтеру операцияларының үрдістерінің қалай орындалатынын көріп білді, бұрғылау қондырғыларының құрылымдарымен етене жақын танысты.

«Жүз рет естігенше бір рет көр» демекші, студенттердің өндіріс орындарынан көріп-біліп алған білімдері айтарлықтай көрініп тұрды. Оларға теориялық сабақтардан дәріс беру жеңіл әрі қызықты болды.

«ҚазМұнайГаз-Бұрғылау» Сервистік бұрғылау мекемесі» ЖШС мекемесінің базасынан кафедраның осы филиалын ашуға атсалысқан мекеменің бас директоры Шәріпбаев Дінмұхаммед Алиханұлына, қызметкерлерді басқару бөлімінің басшысы Жоламанова Майра Төлегенқызына, бас механик Мұстағалиев Саламат Сапарұлына алғысым шексіз.

Жалпы, кафедраның бірнеше филиалдарымен жұмыс жасауда алған тәжірибемізге сүйене отырып, кафедраның филиалының жұмысы осы мекеменің басшылығына, филиалдың қай мекемеде ашылғанына, ол мекеменің қандай мәселелерді шешетіндігіне және оның қандай жағдайда жұмыс жасайтындығына байланысты екендігін атап өткім келеді.

Әдебиеттер

1. Егемен Қазақстан, №70 (29051), 12 сәуір 2017жыл.
2. Кубанков А.Н., Сахнин А.А. Опыт взаимодействия вуза и инновационного предприятия при подготовке специалистов для сферы безопасности радиосвязи. «Безопасность информационных технологий», — 2012, — № 1. — С. 33—36.

3. Попова Е.М., Зайцева И.Г. Роль базовой кафедры вуза в усилении практической направленности обучения. Труды X Международной научно-методической конференции «Управление качеством в современном вузе» (30—31 октября 2012 г.). Вып. 10. СПб.: Изд-во МБИ, 2012. — 163 с.

В данной статье рассмотрены Учебно-производственные филиалы кафедры «Технологические машины и транспорт» НАО «Атырауский университет нефти и газа» имени С. Утебаева, их работа, трудности, возникшие при организации Учебно-производственных филиалов, а также достигнутые положительные результаты.

Ключевые слова. Учебно-производственный филиал, буровая станковка, лебедка, талевая система, квалифицированный специалист, кафедра

This article discusses the training and production branches of the department "Technological machines and transport" of AO "Atyrau University of Oil and Gas" named after S.A. Utibaev, their work, the difficulties encountered in organizing training and production branches also achieved positive results.

Keywords: training and Production Branch, drilling rig, winch, tale system, qualified specialist, department

УДК 519.688

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗАХ: НОВЫЕ ФОРМАТЫ

М.Ю. Прахова¹, Н.В. Заиченко², Г.И. Исхакова³

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ),
г. Уфа, Россия

prakhovamarina@yandex.ru¹, espis-ugntu@mail.ru², gisxakova@mail.ru³

Современное производство меняется очень быстрыми темпами. Система высшего образования является более инерционной, поэтому вопросы подготовки специалистов, которые смогут оставаться конкурентноспособными в этих изменчивых реалиях, являются очень актуальными и стоят практически во всех технических вузах. В статье предлагаются некоторые форматы организации учебного процесса, которые позволят более эффективно формировать у специалистов необходимые для успешной профессиональной деятельности компетенции. Рассмотрены такие направления, как профориентационная работа, практико-ориентированная направленность базовых дисциплин, введение интегрированных дисциплин, формирование социальных коммуникаций. Некоторые предложения, в частности, ранняя профориентация, практико-ориентированное преподавание физики, прошли апробацию в Уфимском государственном нефтяном техническом университете и доказали свою эффективность.

Ключевые слова: техническое образование, профориентация, практико-ориентированное обучение, социальные коммуникации, предпринимательские навыки

Как стать востребованным специалистом? Ответ на этот вопрос сейчас ищут и абитуриенты, только выбирающие будущую профессию, и студенты, уже сделавшие свой выбор. Как подготовить современного специалиста, конкурентноспособного на рынке квалификаций? Этот вопрос обсуждается во всех высших учебных заведениях. Где найти квалифицированного выпускника, обладающего необходимым набором профессиональных компетенций? А это уже вопрос, стоящий перед работодателями.

Ответ на него найти достаточно сложно, но без этого невозможно дальнейшее развитие не только конкретного предприятия, но и всей экономики страны, ее цифровизация.

Необходимо отметить очень важную черту современного образования: оно постепенно, но, хочется верить, необратимо поворачивается в сторону повышения престижа технического, инженерного в широком понимании этого слова образования. Практически все страны, и Россия не является исключением, стоят перед лицом многочисленных технологических вызовов: это беспилотный транспорт, персональная медицина, нейротехнологии и многое-многое другое, не говоря уже о грядущей цифровизации во всех привычных областях. Для такого технологического прорыва необходимы высококвалифицированные кадры, причем в больших количествах. Агентство стратегических инициатив (АСИ), проводящее оценку Национальной технологической инициативы (так называется государственная программа мер по поддержке развития в России перспективных отраслей, которые в течение следующих 20 лет могут стать основой мировой экономики), определило «нижний порог» необходимого количества специалистов. К 2035 году это должно быть 300 тысяч инженеров, способных искать решения абсолютно новых технологических задач [1].

Поэтому задача качественного изменения уровня подготовки стоит перед всеми техническими вузами страны, независимо от их уровня в разнообразных рейтингах и географического положения.

В основе любого образования должна лежать цепочка знание – умение – навык – опыт. Навыки и опыт – самое главное, потому что умения – это выполнение стандартных, предсказуемых операций, т.е. тех, которые в недалеком будущем будут выполнять машины. Следовательно, востребованным останутся те специалисты, у кого больше опыта и навыков, лучше развито аналитическое и творческое мышление. Как сделать их такими?

Если создать модель современного специалиста, то к необходимым качествам надо отнести наличие базовых знаний в естественнонаучных областях, специальных знаний в конкретной профессиональной области, навыков социальных коммуникаций и – как основное качество – способность к креативному мышлению, заинтересованность в постоянном обучении и повышении квалификации на протяжении всей жизни (рис. 1). Как реализовать ее на практике?



Рисунок 1 – Модель современного инженера²

² В коллаже использован рисунок из базы Яндекс.картинки, <https://avatars.mds.yandex.net/get-pdb/1025945/4762d543-ee8f-411d-9caa-342c6d5b4cd6/s1200>

Прежде всего это тщательно выстроенная, кропотливая работа с абитуриентами. У многих абитуриентов изменились критерии выбора будущей профессии. Они думают не только о том образовании, которое получают, но и о работе, которая их ждет после окончания вуза, они хотят получить профессию, которая будет востребована не только завтра, но и через 10 лет. Такие ребята сознательно ориентированы на техническое образование в конкретной области. Есть выпускники, которые понимают, что хотят учиться в техническом вузе, но не могут определиться с направлением подготовки, не понимают специфику той или иной специальности. Есть и другие абитуриенты, которым по большому счету все равно, где учиться, но зато не все равно их родителям – и они настаивают на поступлении в вузы, например, нефтегазового профиля, принимая во внимание будущую «райскую» жизнь...

Поэтому первое, с чего должна начинаться подготовка современного, грамотного специалиста – это **профориентационная работа**, интересно организованная, дающая представление о том, чем занимаются специалисты выбранного направления на производстве.

Есть старая притча про мудреца, к которому пришли родители с младенцем и спросили его: «Нашему малышу три дня, когда начинать его воспитывать?». Мудрец ответил на это: «Вы опоздали ровно на девять месяцев и три дня». Этот ответ полностью справедлив и для профориентации, во всяком случае, для ее первого этапа, когда появляется первая развилка – склонность к области гуманитарных или естественнонаучных/технических знаний. На кафедре автоматизации технологических процессов и производств УГНТУ есть опыт успешного проведения таких «профориентационных» занятий со школьниками пятого класса.

Второе условие – **базовое образование должно быть практико-ориентированным в той степени, в которой это только возможно**. Сам термин «практико-ориентированное обучение» сейчас очень популярен, однако сущность этого понятия зачастую понимается участниками образовательного процесса по-разному [2]. Будем считать, что практико-ориентированное обучение – это процесс освоения обучаемыми образовательной программы с целью формирования у них навыков практической деятельности за счёт выполнения ими реальных практических задач [3]. В этой же работе перечислены основные принципы организации практико-ориентированного обучения, такие как мотивационное обеспечение учебного процесса; связь обучения с практикой; сознательность и активность учащихся и студентов в обучении. Именно первый принцип и должен быть реализован при изучении базовых дисциплин.

К так называемой базовой части относятся дисциплины, изучаемые, как правило, на младших курсах (как в бакалавриате, так и в специалитете). Это название не случайно, эти дисциплины действительно формируют тот естественно-научный фундамент, без которого невозможно освоение специальных дисциплин. В этот блок входят математика, физика, химия, начертательная геометрия и инженерная графика, теоретическая механика и др. Однако ни для кого не секрет, что большинство студентов совершенно не видят связи между этими дисциплинами и своей будущей специальностью и поэтому воспринимают их, как некую неизбежность, которую надо пережить, чтобы дальше начать заниматься делом.

Поскольку новые образовательные стандарты максимально ориентированы на профессию, начало специализации, укрепление и углубление профессиональных интересов студентов происходит уже в конце 1 – начале 2 курсов. Это дает возможность даже такие традиционные дисциплины, как математика, физика, инженерная графика, представлять не только как общий ствол (который обязательно должен быть, не зря эта дисциплина является базовой), но и создать ответвления, учитывающие специфику будущей профессии. Условные механики, химики и электрики все должны уметь решать

дифференциальные уравнения, но электрикам надо обязательно знать операционное исчисление, химикам – теорию вероятностей и теорию групп и т.д. Поэтому преподаватели, ведущие эти общинженерные дисциплины, должны обязательно связывать их с профессиональными задачами.

Следующий шаг – **замена традиционных направлений подготовки интегрированными инженерными программами**. Это очень сложный процесс, но хотя бы начать его можно путем включения в учебные планы дисциплин, формирующих у студентов кросс-функциональность, способность решать задачи на стыке различных областей знаний. В качестве примера таких дисциплин можно привести «Управление жизненным циклом» и «Математическое моделирование». Сегодняшние требования к проектированию какого-либо объекта – это требования не только к объекту, но и его производству, сервисному сопровождению на всех этапах жизненного цикла. Математическое моделирование является по своей сути междисциплинарным проектом, объединяющим законы естественнонаучных дисциплин, соответствующий целям моделирования математический аппарат, компьютерные технологии, знания из предметной области профессиональной деятельности и т.п. Поэтому обе названные дисциплины можно рекомендовать к изучению практически на всех специальностях.

Очень важным является **формирование навыков социальных коммуникаций**. Современный специалист не может быть успешным без их наличия. Сегодня недостаточно иметь способность самому решать возникающие задачи, необходимо уметь работать в командах – работать самому и уметь организовывать такие команды, сформированные из специалистов различных направлений. Сформировать такие навыки проще, если от достаточно разрозненных дисциплин гуманитарного профиля, таких как памятные всем «Правоведение» «Политология», «Мировая национальная культура» и т.п., ввести интегральную дисциплину, изучаемую в нескольких семестрах. Такая дисциплина не просто даст мозаичные знания по праву, устройству общества, особенностях того или иного менталитета, а научит руководствоваться ими в практической деятельности. Так, например, в новых учебных планах УГНТУ, которые вводятся с этого года в соответствии с переходом на образовательные стандарты ФГОС ВО поколения 3++, так называемый гуманитарный блок представлен двумя традиционными дисциплинами «История» и «Философия» и новой интегральной дисциплиной «Технологии делового взаимодействия», рассчитанной на три семестра.

Классическими университетскими треками являются образовательный, научный и социальный. Сегодня к ним надо добавить еще **предпринимательский**, подразумевающий формирование у студента способности не только создавать, но и внедрять инновации.

Рассмотренные в статье моменты ни в коей мере не охватывают все возможные форматы обучения, позволяющие получить «на выходе» компетентного, соответствующего требованиям времени специалиста. Тем не менее их внедрение позволит приблизиться к достижению этой цели.

Литература

1 Интервью с генеральным директором Российской венчурной компании Александром Повалко. Газета «Известия». 2018. 09 апреля.

2 Концепция развития практико-ориентированного профессионального образования в России. – URL <http://www.firo.ru/wp-content/uploads/2017/11/Концепция-практико-ор.проф.образования.pdf> .

3 Качество профессионального образования в России и в мире. – URL https://studopedia.su/20_75128_kachestvo-professionalnogo-obucheniya.html.

ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ВИБРОМОНИТОРИНГА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Р.А. Набиуллин, Р.Н. Сулейманов, О.В. Филимонов
Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

В работе описаны некоторые мероприятия, позволяющие существенно ускорить процесс внедрения методов вибромониторинга и повысить его результативность. Показано, что обучение основам диагностики на курсах повышения квалификации возможно только в специализированных лабораториях технических ВУЗов, оснащенных соответствующими приборами (разных производителей), методиками, а также располагающими квалифицированными кадрами преподавателей-специалистов с опытом проведения работ по вибродиагностике агрегатов.

Ключевые слова: обучение, курсы повышения квалификации, вибромониторинг, нефтяная промышленность, мероприятия.

The paper describes some measures that make it possible to speed up the process of introducing vibration monitoring methods and increase its effectiveness. It is shown that the training in the basics of diagnostics in the courses of raising the qualification is possible only in specialized laboratories of technical universities, equipped with appropriate instruments (different manufacturers), methods, as well as having skilled staff of pre-subaltern specialists with experience in conducting vibration diagnostics of aggregates.

Key words: training, refresher courses, vibration monitoring, oil industry, events.

В условиях развития и расширения рыночных отношений, а также отсутствия плановых заданий по внедрению новой техники, вопрос о закупке того или иного оборудования на предприятиях, - особенно, диагностического, - все чаще переходит из плоскости платежеспособности в плоскость практической эффективности и окупаемости. В последнем все больше заинтересован производитель этого оборудования, что заставляет его заботиться не только о рекламе, но и об успешной, высокоэффективной работе выпущенного оборудования у потребителя. Нами в настоящей статье предпринята попытка предложить такие организационно-технические мероприятия, которые бы способствовали успешному освоению и применению методов и средств вибродиагностики.

Такие мероприятия должны исходить из двух положений: оценка сегодняшнего состояния диагностирования и перспектив использования этих методов.

По первому положению можно высказать следующее. В настоящее время в большинстве предприятий, в том числе и прежде всего, нефтяной промышленности, осознана необходимость мониторинга состояния силового и технологического оборудования как с целью предотвращения аварийных остановов, так и с целью перехода от профилактических ремонтов по графику ППР к ремонтам по состоянию. Последнее позволяет более эффективно распределять ресурсы, так как сегодня ППР и ремонты по аварийным, - или предаварийным, - остановам занимают главное место в работе соответствующих служб ОГМ, ОГЭ и отдельных цехов.

По второму положению: в перспективе должна быть создана такая система мониторинга состояния оборудования, включающая в себя и вибромониторинг, которая бы позволяла отвечать на следующие вопросы: общая оценка состояния, состояние отдельных узлов и диагностирование их в случае неудовлетворительного общего состояния, прогнозное время безаварийной работы для определения даты проведения следующего исследования.

Если исходить из этих двух положений, то становится ясно, что процесс внедрения вибромониторинга должен состоять из нескольких этапов:

1 этап.

➤ приобретение предприятиями простых и достаточно надежных средств так называемой первичной диагностики, позволяющей в простых измерениях адекватно оценивать общее состояние агрегатов как "удовлетворительное" или "неудовлетворительное" (например, современные, надежные и достаточно дешевые виброметры Опал, Янтарь фирмы «ДиаМех» г. Москва [1]; ViPen, Виброметр-К1, ДПК-Вибро, Vibro Vision, Vibro Vision-2, ВиброВижн фирмы «Виброцентр», г. Пермь [2] и др.);

➤ обучение руководителей и рабочих,- прежде всего, мастеров и бригадиров,- низового звена ОГМ, ОГЭ, служб цехов ППН и ППД проведению измерений на таких приборах и корректной интерпретации данных согласно ГОСТ 10407-83 (в частности, на корпусах подшипников агрегатов ЦНС-180 предельная норма общего уровня,- точнее, среднеквадратичного значения в полосе частот 10...1000 Гц,- виброскорости равна 7.1 мм/с) или заводским нормативам на вибрацию агрегатов согласно паспортам завода-изготовителя.

2 этап.

➤ закупка предприятиями аппаратурных (и программных) средств, которые позволяют решать более серьезные задачи вибродиагностики, включающие вопросы диагностики отдельных узлов агрегатов; имеют более широкий сервис для пользователя, в том числе по созданию обширного банка данных по оборудованию, включая результаты измерений и их интерпретацию; таковы, например, приборы Кварц (Топаз), Оникс фирмы "ДиаМех"; ViAna-1, Диана-2М, ViAna-4 фирмы «Виброцентр» и др.;

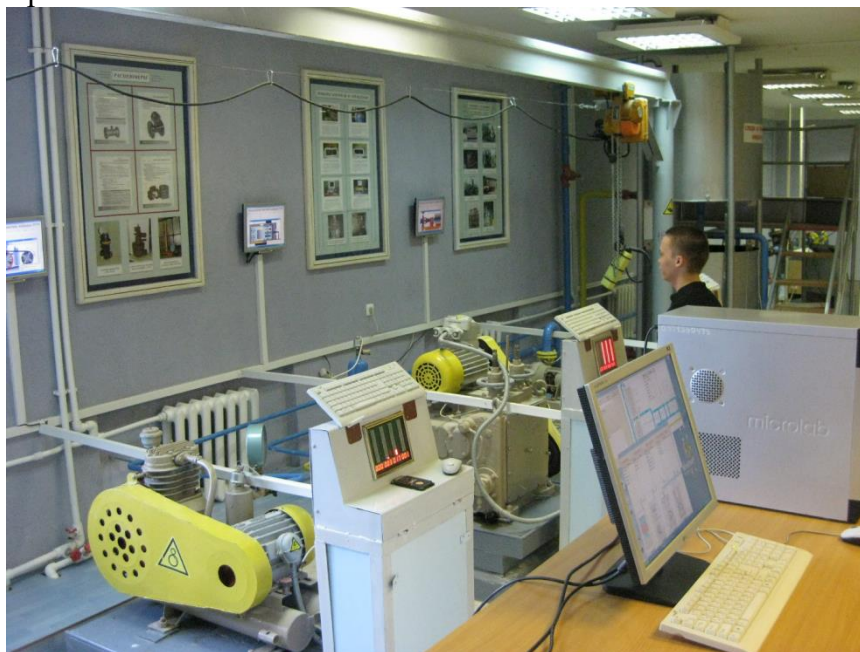
➤ создание специализированных бригад вибродиагностики на предприятиях (крупных, или объединениях, управлениях) в составе ОГМ или ОГЭ и обучение их либо на фирмах-производителях аппаратуры, либо на ФПК вузов, имеющих в своем составе соответствующие структуры с опытом проведения работ по вибродиагностике агрегатов нефтяной промышленности и квалифицированные кадры преподавателей-специалистов; в последнем случае, фирмы производители виброизмерительной аппаратуры приглашаются на правах маркетинга своей продукции.

В Октябрьском филиале ФГБОУ ВО УГНТУ накоплен большой опыт проведения как виброизмерений, так и интерпретации данных измерений,- особенно, насосных агрегатов системы ППД как наиболее энергоемких, дорогих и, следовательно, требующих особого внимания. Во вновь организованной научно-исследовательской и проектно-конструкторской лаборатории «Разработка и проектирование средств диагностирования нефтепромыслового оборудования» кафедры механики и технологии машиностроения (МТМ),- правопреемницы Лаборатории вибродиагностики ЛВД [3],- разработаны, апробированы и внедрены в системе нефтедобывающих объединений АНК "Башнефть", АО "Татнефть", ОАО «Роснефть» и др. приборы первичной диагностики.

Например, приборы для измерения углового и радиального относительного смещения валов насосов и двигателей. Причем, достоинством упомянутых приборов являются экспрессность их показаний и интерпретации данных. Прибор для центровки насосных агрегатов (ПЦ-1, ПЦ-2, ПЦ-3, ПЦ-4, ПЦ-6, ПЦ-7, ПЦ-Лазер [4]) позволяет не только экспрессно проверять качество центровки агрегата ИТР соответствующих служб, но и проводить центровочные работы персоналом, имеющим минимальный опыт работы в службе ОГМ. Последнее обуславливается тем, что, во-первых, процедура центровки агрегата сведена к жестко регламентированному порядку действий, во-вторых, расчеты, необходимые для нахождения толщин корректирующих пластин, выполняются в автоматическом режиме входящим в комплект поставки микропроцессорным вычислительным устройством (ВУ) по заранее записанной в ПЗУ программе. Однако внедрение упомянутого прибора встречает сопротивление рабочих 5-6 разряда

(проводящих центровочные работы в НГДУ при помощи "штрейхмуса"), интуитивное восприятие которых несоосности валов, конечно, вызывает уважение, но при сравнении с данными индикаторов часового типа ИЧ-10 (точность 10 мкм) не выдерживает критики.

В качестве учебного центра (см. фото) Октябрьский филиал УГНТУ проводит в рамках ФПК при Лаборатории вибродиагностики (ЛВД) Всероссийские школы-семинары для практикующих механиков и электриков с привлечением ведущих российских фирм; таких, как ИПТЭР (ВНИИСПТнефть), "ДиаМех", кафедра трубопроводного транспорта УГНТУ и других. На этих курсах слушатели получают,- во время лекционных и лабораторно-практических занятий,- необходимые для освоения работы с вибродиагностической аппаратурой основные знания из общей теории колебаний. В лаборатории ЛВД разработаны и установлены агрегаты [5], моделирующие основные неисправности соответствующих им машин нефтяной промышленности (дисбаланс роторов, расцентровка валов, дефекты смазки, овальность шеек валов и(или) подшипников скольжения, биения, дефекты крепления к фундаменту и т.д.), на которых слушатели ФПК проводят лабораторные работы по методам и аппаратуре определения и устранения этих неисправностей. Эта работа получила высокую оценку совещания главных механиков НГДУ системы АНК «Башнефть» [6, 7, 8]; показателем популярности этих семинаров служит также и то, что за 1996-2016 г.г. общее число участников превысило 220 человек, региональный же состав участников включает в себя: "Оренбургнефть", "Самаранефть", "Коминнефть", "Удмуртнефть", "Пермнефть", "Татнефть", "Башнефть", "Нефтеюганскнефтегаз", "Варьеганнефтегаз", "Северо-Западные МН", "Урало-Сибирские МН".



Таким образом, в случае принятия Техническим советом предприятия той или иной политики для решения проблемы внедрении вибродиагностики 1 этапа или 2 этапа, Октябрьский филиал УГНТУ в лице лаборатории ЛВД смог бы внести свой посильный вклад на условиях хозяйственных отношений,- как с точки зрения экспертной оценки имеющейся на российском рынке аппаратуры вибродиагностики, так и в соответствующем обучении техперсонала.

Литература

1. Сайт фирмы ООО «ДИАМЕХ»: <http://www.diamech.ru/>
2. Сайт фирмы ООО «ВИБРОЦЕНТР»: <http://vibrocenter.ru/>

3. Сайт Лаборатории вибродиагностики: <http://lvdcom.ru/>
4. Сайт фирмы ООО «Специальные технологии»: <http://www.spectech-ru.com>
5. Арсланов, И.Г. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕБНЫЙ КОМПЛЕКС МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ "МАШИННАЯ СТАНЦИЯ-ЦЕХ" / Арсланов, И.Г., Галеев А.С., Колосов Б.В., Никифоров А.А., Нурутдинов Р.Г., Галеев А.С., Нурмухамедов А.М., Сулейманов Р.Н. // СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ - 2014 Сборник трудов международной научно-технической конференции . - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – С. 58-64.
6. Галеев, А.С. АВТОНОМНАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА РАБОТЫ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ / Галеев, А.С., Сулейманов, Р.Н., Арсланов, И.Г. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.- 2013.- № 9.- С. 12-15.
7. Бурганов, И.Г. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ МОНИТОРИНГА ВИБРАЦИИ АГРЕГАТОВ / И.Г. Бурганов, Ф.Ф. Кучербаев, Р.Н. Сулейманов // Нефтяное хозяйство.- 2005.- № 1.- С. 74-75
8. Р.Н. Сулейманов. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ: учебное пособие / – Р.Н. Сулейманов, Галеев А.С., Г.И. Бикбулатова. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 162 с.

УДК 622.276

ИННОВАЦИИ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ КАМЫСКУЛЬ»

М.Т. Чердабаев, С.С. Оркешев, М.М. Чердабаев

ТОО «Эмбаведьойл», г. Атырау, Казахстан

Мақалада Қазақстандағы тұңғыш бірлескен мұнай өндіруші кәсіпорынды құру, қалыптасуы және даму кезеңдеріндегі енгізілген инновацияларға талдау жасалынған.

Белгілі және жеке инновациялық әзірлемелерді іздеу, жетілдіру, бейімдеу мен енгізу бөлігінде кәсіпорынның инновациялық қызметі ашылады. Инновация өдірісті дамыту, құрудың, өнімділіктің өсуі мен экономикалық тиімділіктің орталық факторы болып табылады.

Сонымен қатар зерттеулер мен әзірлемелер шындығында инновациялық процесстерде маңызды рөл ойнайтын болса да инновациялық қызметтердің елеулі бөлігі оларға емес жоғары білікті қызметкерлердің тәжірибесіне, өзге де кәсіпорындармен және зерттеу-енгізушілік ұйымдармен өза ара бірлесіп әрекеттесуге және де білімдерді алу мен қолдануға оң ықпал етуші ұйымдастырушылық құрылымдарға сүйенеді.

Түйінді сөздер: инновациялар, инновациялық қызмет, инновациялық-белсенді кәсіпорын, цифрлендіру.

В статье дан анализ инновациям внедренным при создании, становлении и развитии первого совместного нефтедобывающего предприятия в Казахстане.

Раскрывается инновационная деятельность предприятия в части поиска, усовершенствования, адаптирования и внедрения как известных, так и собственных инновационных разработок. Инновации являются центральным фактором создания, развития производства, роста производительности и экономической эффективности.

Вместе с тем, хотя исследования и разработки действительно играют жизненно важную роль в инновационном процессе, значительная часть инновационной деятельности опирается не на них, а на опыт высококвалифицированных работников, взаимодействие с другими предприятиями и исследовательскими-внедренческими

организациями, на организационные структуры, благоприятствующие получению и использованию знаний.

Ключевые слова: инновации, инновационная деятельность, инновационно – активное предприятие, цифровизация.

The article analyzes the innovations introduced during the creation, establishment and development of the first oil producing joint venture in Kazakhstan.

The innovative activity of the com[any is revealed in terms of the search, improvement, adaptation and implementation of both known and proprietary innovative technologies. Innovation is a central factor in the creation, development of production, productivity growth and economic efficiency.

At the same time, although research and development do play a vital role in the innovation process, a significant part of the innovation activity does not rely solely on them, but on the experience of highly qualified employees, interaction with other companies and research and development organizations, and on organizational structures that favor the acquisition and use of knowledge

Key words: innovation, innovation activity, innovation-active enterprise, digitalization.

Краткая характеристика предприятия

СП «Эмбаведьойл», первое в новейшей истории Республики Казахстан совместное нефтедобывающее предприятие, было создано в 1991 году для освоения забалансового нефтяного месторождения с малыми вязкими, трудноизвлекаемыми запасами нефти.

В числе четырех учредителей были Гурьевская областная администрация, венгерская строительно – монтажная фирма Ведьепсер, геологическое объединение Гурьевнефтегазгеология и производственное нефтегазодобывающее объединение Эмбанефть. Учредители выполнили свои обязательства по созданию совместного предприятия - внесли свои финансовые и вещественные вклады. С этого момента СП «Эмбаведьойл» пришлось самостоятельно проходить все этапы освоения нефтяного месторождения.

Время создания предприятия совпало с распадом СССР, предприятия нефтедобывающей промышленности Казахстана входившие в состав Миннефтегазпрома СССР тоже остались без координирующего органа, т.к. в Казахстане такого органа не было. Не было в Казахстане также заводов по выпуску нефтепромыслового, бурового оборудования, труб нефтяного сортамента, специальной нефтепромысловой техники и инструмента. Прежние сложившиеся межхозяйственные связи с поставщиками из России, Азербайджана, Украины были прерваны, а новые, основанные на рыночных условиях, еще не были созданы.

Все пришлось начинать с нуля. Мы рассчитывали только на собственные силы и знания.

В коллектив подбирали квалифицированных, творческих специалистов. Ставка была сделана на поиск нововведений, на создание и применение инноваций, т.е. на инновационную деятельность. Стимулировали новаторов, поощряли посещение конференций, выставок, производств, где разрабатывались и внедрялись новшества. Постоянно обменивались опытом, посещая родственные предприятия, разрабатывающие малые нефтяные месторождения в Венгрии, Чехии, Башкирии и Татарстане.

Вели переговоры на совместное изготовление своих разработок с заводами в Австрии и Словении. Одним словом, создали в коллективе творческую атмосферу. Всегда соблюдали условия контрактов и гибридных договоров - никогда не подводили партнеров.

Содержание наших инноваций, с учетом сферы деятельности СП «Эмбаведьойл» было следующим: организационно-правовые, экономические, технологические,

производственные, экологические, социальные, цифровизация месторождения и инновации в области управления.

Организационно-правовые и экономические инновации:

- Впервые в истории нефтедобычи Казахстана, согласно указу Президиума Верховного Совета СССР от 1987 г., было создано Совместное нефтедобывающее предприятие СП «Эмбаведьойл». Но институциональной среды для работы СП в республике на тот момент не было. Не было законов о нефти и недропользовании, о собственности, об инвестициях, о возврате иностранных инвестиций, о валютном регулировании, о налогообложении СП, Международной системы финансовой отчетности (МСФО) и многого другого для слаженной работы в рыночных условиях.

Приходилось всему этому учиться, изучать, адаптировать и внедрять в свою деятельность применительно к СП.

Четыре учредителя представляли различные сферы экономики: административную, нефтедобывающую, геологическую, строительную и необходимо было согласование их интересов, а также понимание ими путей достижения целей СП. Не секрет, что вначале деятельности СП, среди учредителей возникали противоречия, что послужило импульсом к разработке и постоянному усовершенствованию Положения о СП. В этой части до 1993 года, т.е. до прихода в нефтяной бизнес Казахстана ТНК «Шеврон», единого мнения, понимания деятельности СП не было. Не было четкого упорядоченного набора институтов, которые определяют рамочные условия для функционирования и развития новых в Республике Казахстан экономических субъектов.

Изучив опыт налогообложения малых и средних нефтедобывающих предприятий Канады, США и России мы предложили Министерству финансов РК ввести дифференцированное налогообложение недропользователей. Но широкой поддержки не нашли, оно ограничилось только точечным уменьшением отдельных налогов, и то только отдельным недропользователям.

Производственные инновации

Начало разработки месторождения «Южный Камыскуль» совпало с развалом СССР и разрывом межхозяйственных связей с основными поставщиками нефтепромыслового оборудования - Россией и Азербайджаном. Заводы в Октябрьске и Салавате для изготовления запросили металл и даже сварочные электроды.

После поисков мы обратились к венгерским участникам СП и они, по нашим разработкам и чертежам, выполненных с КазНИПИнефть, изготовили на заводе в г. Шалготарьян, Венгрия, нефтепромысловое оборудование сепараторы - отстойники, дренажные сети, насосы, групповые замерные установки под наши объемы добычи.

Это была первая наша инновационная самостоятельная разработка, которая придала уверенность, что мы сами можем разрабатывать и создавать необходимое оборудования.

Совместно с учеными Уфимского Государственного нефтяного технологического университета Республики Башкортостан нами разработана и внедрена винтовая насосная установка с поверхностным приводом типа УНВП для очистки и удаления песчаных пробок скважин. Это позволило снизить потребление электроэнергии для привода насосной установки до 3кВт с 5кВт. Применение данной установки значительно улучшило технико-экономические показатели добывающих скважин, вследствие увеличения межремонтного периода работы скважин. За первые четыре года внедрения, дополнительно было добыто более 1000 тонн нефти, сэкономлено электроэнергии порядка 20,0 тыс. квт-часов. Общий экономический эффект от внедрения составил более 130,0 тыс. долларов США. Преимущество данного типа винтовой насосной установки определяют простота конструкции, её относительная дешевизна по сравнению с установками дальнего зарубежья. На это изобретение нашими специалистами-учеными получен патент Казахстана и России. За это изобретение авторы были удостоены диплома трех министерств Республики Казахстан за вклад в инновационное развитие Казахстана. На

сегодняшний день имеется определенный опыт изготовления деталей конструкции на местном ремонтном предприятии. Десять единиц верхних приводов насосной установок собственной разработки успешно эксплуатируются на двух месторождениях Эмбы.

Технологические инновации

Совместно со специалистами Института геодинамики Российской Академии Естественных Наук (г. Москва):

- проведена интерпретация геологических материалов месторождения: выработаны совместные рекомендации по доразведке в связи с особенностями распределения залежей нефти в надсолевых отложениях. При этом в качестве отправной точки зрения принята гипотеза подсолевого источника УВ и их миграции в надсолевые породы. В результате анализа геолого-геофизических материалов выделены наиболее перспективные участки-объекты рекомендуемые для дальнейших нефтегазопроисследовательских работ. Сейчас по этим рекомендациям бурятся разведочные, оценочные и эксплуатационные скважины.

Совместно со специалистами Российского университета дружбы народов (г. Москва):

- проведены микродинамические исследования (МГД) месторождения для определения строения продуктивных блоков и перспективы нефтегазоносности, согласно которым площадь характеризуется сложным тектоническим строением. Выяснилось, что продуктивные блоки разбиты на ряд более мелких тектонических блоков разломами северо-западного и субширотного простирания по ним и по данным МГД были представлены рекомендации, что перспективы нефтегазоносности сосредоточены в пределах аномалии прогнозного параметра нефтеносности и выделены две значимые аномальные области, где необходимо заложить скважины для получения промышленного притока нефти.

Совместно со специалистами Института Прикладных Проблем Экологии, Геофизики и Геохимии (г. Киев), Украина:

- проведены разведочные геоэлектрические работы с целью уточнения контуров нефтяной залежи и определение мест оптимального заложения добывающих скважин. В результате этих работ выделено 27 аномальных зон (блоков типа нефтяная залежь), выделены наиболее перспективные участки для заложения добывающих скважин, построена карта глубин кровли солевых отложений.

Совместно со специалистами ТОО «СЕС Техполоджи»:

- проведено Акустическое воздействие на пласт для очистки ПЗП добывающих скважин с помощью данного метода решаются ряд промысловых задач:

- очистка ПЗП добывающих скважин от твердых и вязких асфальто-смолисто-парафиновых компонентов для увеличения притока жидкости;

- очистка ПЗП скважин от кольматирующих осадков, состоящих из твердых минеральных частиц различного размера для увеличения приемистости;

- установка гидрофобного фильтра в ПЗП добывающих скважинах для уменьшения процента обводненности флюида;

- ускорение выхода добывающих скважин на рабочий режим после пуска путем быстрой декольматации зоны ПЗП от остатков глиносодержащих буровых растворов.

Экологические и социальные инновации

✓ Мы изготовили по собственным разработкам систему отвода и сбора нефти от устья скважины при работе и ремонте скважин, подъеме внутрискважинного оборудования. В специальную емкость собиралась и вывозилась нефть от устья скважины, при этом не стало обычной для нефтяной скважины замазученности у устья скважины.

✓ Совместно со специалистами Атырауского офиса ЮСАИД провели демонстрационную ликвидацию устья скважины по американской технологии. После ликвидации по данной технологии, устье не выступает над поверхностью земли, нет традиционной тумбы с табличкой номера скважины, колонна срезается на два метра ниже

поверхности земли и герметизируется. Земля возвращается в народнохозяйственное пользование, координаты скважины заносятся в каталог ведомства по охране недр.

✓ Нами был разработан проект и изготовлен в Венгрии Жилищно бытового комплекс для персонала промысла с отводом бытовых отходов на поля фильтрации. Условия отдыха и проживания персонала промысла были приравнены к условиям работников ТОО ТШО.

Управленческие инновации

✓ Применили новые методы организации рабочих мест.

✓ Согласно требованиям Гражданского кодекса Республики Казахстан, СП «Эмбаведьойл» перерегистрировано в ТОО «Эмбаведьойл».

✓ Спроектирована и создана система сбора, подготовки и сбыта сырой товарной нефти от скважины в магистральную систему АО "КазТрансОйл".

✓ Управление процессом продвижения своих товаров - нефти и нефтепродуктов на рынок, нефть с начала разработки месторождения сдается только первой группы качества в соответствии с международными стандартами.

Инновации по цифровизации и созданию «умного» месторождения

Сегодня многие из тех, кто думает о будущем интересуются, изучают и занимаются цифровизацией и умными «вещами».

В ТОО «Эмбаведьойл» умные «вещи» начали внедрять с 1999 года. Совместно с Томской внедренческой фирмой «Сиама-Мастер» впервые на Эмбе внедрили электронные приборы геодинамических исследований и динамометрирования скважин, что позволило в режиме реального времени видеть результаты исследования скважин и выводить при эти данные на дисплей компьютера.

Также впервые на Эмбе по нашим техусловиям в 2013 году был разработан и согласован со всеми контролирующими органами проект «Установка системы измерения уровня TRL/2 для коммерческого учета нефти на товарном резервуаре №5 ПСН "Камыскуль Южный" ТОО «Эмбаведьойл». Проект выполнен проектной компанией ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч". Назначением и целью создания системы является система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). СИКН предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти на м/р «Камыскуль Южный», поступающей с месторождения и подлежащей сдаче в систему нефтепроводов АО «КазТрансОйл». СИКН удовлетворяет требованиям РД и ГОСТ к коммерческим узлам учета нефти, действующим на территории Казахстана. Средства измерения располагаются на товарных резервуарах, модули полевого соединения – в шкафах, рабочее место оператора – в существующих операторных помещениях ПСН. Все средства измерения TRL/2, произведенные фирмой "Rosemount Tank Radar AB", Швеция, входящие в состав СИКН, имеют сертификаты утверждения типа средств измерения Республики Казахстан и являются взрывозащищенными устройствами. Согласовано и имеется разрешение на применение технических устройств №19-05-11/ЮЛ-1275 от 04.06.2013 г. Комитета по государственному контролю за чрезвычайным ситуациям и промышленной безопасностью МЧС РК.

Для автоматического и ручного отбора проб из откачиваемого магистрального трубопровода установлен пробоотборник нефти "СТАНДАРТ", с блоком программного управления БПУ, обеспечивающее управление и выдачу электрических сигналов для управления пробоотборником.

Основой системы являются радарные уровнемеры серии Rosemount TankRadar REX. На процесс измерения уровня не оказывает влияние состояние газовой среды резервуара, наличие пыли и мелких взвесей, а также сорт продукта: нефть, светлые, темные и вязкие нефтепродукты, сжиженные газы, химические и агрессивные жидкости или гранулированные вещества. Объем продукта определяется по градуировочной таблице резервуара на основании измерений уровня продукта уровнемером. Масса

продукта вычисляется как произведение объема на плотность приведенных к одной и той же температуре, минус масса балласта.

Все измеряемые и контролируемые параметры СИКН отображаются онлайн мнемосхемой на пульте в операторной и у диспетчера АО "КазТрансОйл" в Астане.

На месторождении Южный Камыскуль налажена устойчивая работа беспроводного интернета.

В данное время на месторождении Южный Камыскуль мы внедряем отдельные элементы цифровизации уже собственной разработки совместно с казахстанской IT компанией.

По показателю «уровня активности в области инноваций» ТОО «Эмбаведьойл» относится к числу инновационно – активных предприятий.

Сегодня связь между инновациями и экономическим развитием широко признается. Инновации являются центральным фактором роста производства, производительности и экономической эффективности. Вместе с тем, хотя исследования и разработки действительно играют жизненно важную роль в инновационном процессе, значительная часть инновационной деятельности опирается не на них, а на опыт высококвалифицированных работников, взаимодействие с другими предприятиями и исследовательскими-внедренческими организациями, на организационные структуры, благоприятствующие получению и использованию знаний. Эти факторы должны быть охвачены инновационной политикой, и для того, чтобы эта политика была эффективной, она должна быть научно обоснованной.

Связь между инновациями и экономическими изменениями представляет главный интерес. Посредством инноваций возникают и распространяются новые знания, повышая потенциал экономики в создании новых продуктов и все более производительных способов функционирования. Такие улучшения зависят уже не только от технической, но и от других форм знаний, используемых при создании продуктовых, процессных, маркетинговых и организационных инноваций.

Литература

Чердабаев М.Т., Орекешев С.С., Чердабаев М.М. Первому в Республике Казахстан СП ТОО «Эмбаведьойл» 25 лет, Атырау, типография ТОО «Ак Жайык». 2016, 185 страниц.

ӘОЖ 338.48

ӘЛЕМДІК ТУРИЗМ НАРЫҒЫНЫҢ ҚАЗІРГІ ЖАҒДАЙЫ МЕН ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ ТУРИЗМНІҢ ДАМУЫ

Г.М. Жантелеуова

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Атырау қ.,
Қазақстан

Қазақстан Республикасы әлемдегі елдердің ішінде аумағы бойынша тоғызыншы орында, қарлы мұздақтардан бастап құмды бархандар мен тау шындарына дейін барлығы бар. Қазақстанның жеке аймақтарында таңқалдыратын түрлі табиғи ландшафттар мен адам қолы тимеген жабайы табиғат, бай тарихи және мәдени мұрасы, белсенді демалудың таусылмайтын мүмкіндіктері бар. Осының бәрі Қазақстанда ішкі туризмді дамытудың және шетелдік туристерді қабылдаудың үлкен әлеуеті бар екендігін көрсетеді.

Кілттік сөздер: нарық, туристік нарық, әлемдік туризм саласы, Қазақстандағы ішкі туризм, туризмді дамыту.

Республика Казахстан занимает девятое место по территории стран мира, всего от снежных ледников до песчаных барханов и горных вершин. В отдельных регионах Казахстана имеются удивительные разнообразные природные ландшафты и дикая природа, богатое историческое и культурное наследие, неиссякаемые возможности активного отдыха. Все это свидетельствует о наличии в Казахстане большого потенциала развития внутреннего туризма и восприятия иностранных туристов.

Ключевые слова: рынок, туристский рынок, мировой туризм, внутренний туризм в Казахстане, развитие туризма.

The Republic of Kazakhstan occupies the ninth place on the territory of the countries of the world, from snow glaciers to sand dunes and mountain peaks. In some regions of Kazakhstan there are amazing variety of natural landscapes and wildlife, rich historical and cultural heritage, inexhaustible opportunities for outdoor activities. All this shows that Kazakhstan has a great potential for the development of domestic tourism and the perception of foreign tourists.

Keywords: market, tourist market, world tourism, domestic tourism in Kazakhstan, tourism development.

Тауар нарығы — экономикалық дербес сатушы мен сатып алушының арасындағы сауда-саттық қатынастар жүйесі. Туристік нарықтың негізгі ерекшелігі туристік қызмет көрсететін қоғамның кәсібилігі, оның тұтынушысы — туристер және сатып алғынған қызметті орындаушылар.

Туристерге кешенді туристік қызметтер немесе қызметтер пакеті ұсынылады. Сондықтан туристік қызмет нарығында жарнамалық ақпараттық және оның қызмет атқаруындағы құқықтық аспектілерге, сол төленген қызметтер немесе қызметтер пакетіне берілетін кепілдемелерге ерекше көңіл аударылады.

Егер негізгі үш жағдайды ұстанса нарық тиімді қызмет атқара алады: өндірушілердің еркін бәсекелестігі, көрсетілген қызметке және шығарылған тауарға сапа саласында бірыңғай талаптардың бар болуы, тұтынушылардың еркін таңдау мүмкіндігі.

Турларды ұйымдастырушылар және сатушылар (туроператор-лар және турагенттер), олардың контрагенттері — қызметті орындаушылар (қонақүй, мейрамхана, жеткізіп салушы компаниялар, экскурсиялық бюролар) туристік нарықтың субъектілері болып табылады.

Туристік қызметті сатушылар (турөнім) дегеніміз заңды және жеке тұлғалар, нарық үдерісіне қатысушылар, қызметті іске асыруға немесе қызметтер пакетін сатып алушыға ақшаға айырбастауға мүмкіндігі бар тұлға.

Сатып алушылар бұл — заңды және жеке тұлғалар, нарық үдерісіне қатысушылар, қызметтерді немесе қызметтер пакетін сатушылардан ақшаға айырбастап иеленуге құқығы бар тұлғалар.

Сонымен қатар көтерме нарықтағы операциялар деп заңды тұлға болып қатыса алатын сату-сатып алу, қайта сату, тур өнімдерінің ірі топтамасы тұтынушылар нарығында бөлшек саудада тұтынушылардың жеке қажеттілігін қанағаттандыруға бағытталады. Нарықтағы негізгі ерекше санат болып сұраныс пен ұсыныс табылады. Сатып алушылық туристік сұраныс деп қажеттілігі және қалауы ақшамен қамтамасыз етілген және нарыққа ұсынылған саяхатқа қажеттілік. Сұраныстың келесі түрлері бар: элеуетті, қалыптасушы, қалыптасқан және мезгілдік. Тұтынушылық сұраныс көптеген факторларға тәуелді. Оларға жататындар:

- демографиялық факторлар — халық саны және жас құрылымы, жанұя құрамы және көлемі, урбанизация, сатып алушының мәдени деңгейі;
- элеуметтік-экономикалық факторлар — жұмысбастылық, еңбекті төлеу деңгейі, зейнетақымен қамтамасыз ету, халықты кіріс деңгейі бойынша бөлу;
- елдің географиялық және климаттық ерекшелігі;
- сатып алушылардың ұлттық құрамы;
- мемлекеттің саяси және экономикалық тұрақтылығы;

- келу уақытындағы қауіпсіздігі;
- басқадай кездейсоқ әсерлер (ауа райы, келіспеушілік).

Туристік нарықтағы ұсынысқа саяхатқа бағытталған немесе сатуға арналған және сатып алушыларға белгілі мерзім уақытында белгіленген бағамен ұсынылатын келу аймағы және тур көлемі (қызмет) жатады [1].

Туристік нарық деп атайды байланысты әлемдік шаруашылық байланыстар жүйесіне, жасалатын процесс айналдыру туристік-экскурсиялық қызмет көрсету, ақша және кері айналдыру ақшаның туристік-экскурсиялық қызмет көрсету. 1950-ші жылдары өткен ғасырдың туризм нарығы бастан кешіп, өрлеу, олар сравнится бірде-бір басқа секторы әлемдік экономика.



Сурет 1 - 2017 жыл бойынша Қазақстаннан басқа елдерге туристік демалысқа кетушілер ағымы

Әлемдік туризм нарығы құрайды елдің экспорттаушылар және импорттаушылар туризм. Қазіргі уақытта негізгі аудандар, олардың кетеді туристер болып табылады: Солтүстік Америка (АҚШ және Канада) және Батыс Еуропа (Ұлыбритания). Туристік нарықта сатылатын барлық үш маңызы бар нарық: 1) аумақ сатушылар мен сатып алушылар кездеседі, алмасуға, бұл ұсынады құндылығы. Физикалық нарық, онда сауда үшін ең жақсы бағасын, негізгі тұжырымдамасы сауда; 2) сұраныс белгілі бір өнім немесе қызмет, өлшенетін, сату көлемі, белгілі бір кезең үшін; 3) механизм қозғалысының игіліктер мен қызмет түрінде тауарлар мен ақша бүкіл қоғамдық ұдайы өндірістің барлық деңгейлерде экономикалық жүйе, қоғам [2].

World Tourism Organization (UNWTO) мәліметтері бойынша, туристік қызметтерді экспорттаудан түскен жалпы әлемдік кіріс жылына 1 трлн АҚШ долл. құрайды. Саяхат пен туризм секторында ғаламдық ЖІӨ-ң 10 %-н құрайды, әрбір 11-і жұмыс орны. Жыл сайын халықаралық шекараны бір миллиардтан астам турист өтеді екен. 2030 жылға қарай бұл сан 1,8 млрд туристке жетеді деп болжанады [3].



Сурет 2 - 2018 жылы Қазақстанға келуші туристер саны

Туризм саласы — елдер мен аймақтардың әлеуметтік-экономикалық дамуының басты катализаторы, себебі ол экономиканың басқа маңызды салаларын, көлік пен байланыс, сауда, К.А. Кирдасинова, А.А. Дүйсембаев, Г.И. Джемпеисова құрылыс және басқаларын дамытуға ықпал етеді, сонымен қатар бюджетке шетелдік валютаның түсуінің маңызды көзі.

Әлемдік экономикадағы созылған дағдарыстық жағдайға, осыған байланысты экономикалық өсу қарқынының төмендеуі, экспорт пен импорт көрсеткіштерінің нашарлауы, макроэкономикалық тежелу мен жұмыссыздықтың жоғары деңгейінің болуы сияқты құбылыстардың қатар жүруіне қарамастан, халықаралық туризм нарығы салыстырмалы түрде тұрақтылықты сақтауда [4].

2013–2014 жж. туризм саласы өндіріс саласының, қаржылық қызмет көрсету, бөлшек сауда салаларының өсу қарқынынан озып отырды, әлемдік ЖІӨ жалпы көлеміндегі үлес салмағының өсуі байқалады. 2014 ж. әлемдегі туристік қызметтер арқылы 4 млн. жаңа жұмыс орындары құрылды.

Туризм саласындағы өсуге деген үдеріс, ең алдымен, дамушы елдер экономикасының күшеюімен түсіндіріледі, осы елдерге туристер ағыны өсуі байқалады.

UNWTO Дүниежүзілік туристік ұйымдар мәлеметтері бойынша, 2014 ж. бірінші жартысында туристік келу саны өткен жылдың сәйкес кезеңімен салыстырғанда 25 млн. адамға, немесе 5 %-ға, өскен және 500 млн адам шамасында құрады. Және де туристік жол жүру серпінінің өсу қарқыны экономикасы дамушы елдерде — 6 %, ал дамыған елдерде небәрі 4 % құраған.

Қалыптасқан әлемдік экономикалық конъюнктураның тұрақсыздығы сақталған жағдайда барлық аймақтарда оң нәтижеге жеткен. Айталық, Азия-Тынықмұхиттық аймақтардағы елдерге туристік сапарлар серпінінің өсу қарқынының 6 % болуы Оңтүстік-Шығыс Азияда (+12 %) және Оңтүстік Азияда (+7 %) туризмнің қарқынды дамуы арқасында орын алды. Еуропа елдеріне туристік бағытта келушілердің саны 5 %-ға өскен, оның ішінде Орталық және Шығыс Еуропада 10 %-ға, Оңтүстік және Жерортатеңіздік Еуропада 6 %-ға артқан. Африкадағы туристер саны 4 %-ға, Американдық аймақта 2 %-ға (Оңтүстік Америка мен Кариб бассейні елдерінің қалуы арқасында) өскен [5].

Туристiк келу санының өсуi туристердiң демалуға жиберетiн шығындарының өсуiмен қатар жүредi. Туристер шығындарының сомасы бойынша бiрiншi орынды Қытай (+31 %) және Ресей (+22 %) алады. Салыстыру үшiн: Францияда 2 %-ға өскен, Жапония, Австралия және Италияда туристер шығыны кемiген.

Халықаралық туризм дамуы тұрғысынан елдердi сипаттауға Саяхаттар мен туризм бәсекеге қабiлеттiлiк индекci (Travel and Tourism Competitiveness Index, ТТСИ) қолданылады, оны белгiлi бiр елдiң туризм тартымдылығын қамтамасыз ету үшiн факторлар мен саяси әрекеттердi өлшеу мақсатында Дүниежүзiлiк экономикалық форум (World Economic Forum) әзiрлейдi.

World Economic Forum's 2015 Travel and Tourism Competitiveness Index-ке сәйкес, туризм салсында әлемдiк рейтинг көшбасшылары Испания (индекс = 5,31), Франция (5,24), Германия (5,22), АҚШ (5,12), Ұлыбритания (5,12), Швейцария (4,99), Австралия (4,98), Италия (4,98), Жапония (4,94) және Канада (4,92).

Алдыңғы қатарлы туристiк дамыған елдер қатарында екiншi ондыққа Азия-Тынықмұхиттық аймақ елдерi мен аумақтары кiредi, атап айтқанда, Сингапур (11 орын; 4,96), Гонконг (13 орын; 4,68), Жаңа Зеландия (14 орын; 4,67), Қытай (17 орын; 4,54).

Қазақстан туризмнiң даму деңгейi орташа елдер қатарына жатады, осы рейтингте 85-i орында (3,48). Осы топқа (70–95 орындар) Азия-Тынықмұхиттық аймақ елдерi мен аумақтары кiредi, атап айтқанда, Филиппин (74 орын; 3,63), Вьетнам (75 орын; 3,60), Гватемала (80 орын; 3,51), Гондурас (90 орын; 3,41), Сальвадор (91 орын; 3,41), Никарагуа (92 орын; 3,37).

Әдебиеттер

1. The Global Competitiveness Index 2015–2016. — [ER]. Access mode: <http://reports.weforum.org/global-competitiveness-report-2015-2016/competitiveness-rankings/>.

2. Шилибекова Б. Анализ современного состояния туристской отрасли в Республике Казахстан // Экономика и статистика. — 2013. — № 2. — С. 66–70.

3. Global Travel & Tourism leaders hopeful for positive outcome at COP21 talks. — [ER]. Access mode: <http://media.unwto.org/news/2015-11-30/global-travel-tourism-leaders-hopeful-positive-outcome-cop21-talks>.

4. Рынок международного туризма: основные тенденции 2017 года. — [ЭР]. Режим доступа: <http://провэд.рф/analytics/research/7035-turizm.html>.

5. Новые тенденции в развитии международного туризма // Коринф. — 2017. — № 11. — С. 15–19.

УДК 911.3:338.4:332.135

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИЙСКО-КАЗАХСТАНСКОГО ТРАНСГРАНИЧНОГО РЕГИОНА: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.А. Соколов¹, О.С. Руднева¹, И.Н. Алферов²

¹ФГБУН Институт степи Уральского отделения РАН, г. Оренбург

²ФГБУН Институт экономики Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург

Топливному комплексу принадлежит особая роль в развитии трансграничных и приграничных территорий. Как инфраструктурная отрасль, она в своей экономической функции выступает как подсистема, создающая необходимые базовые технологические уровни для сбалансированного развития всей экономики. Именно через развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) происходит реструктуризация и обновление

хозяйства, меняется статус территории в глобальном экономическом пространстве. [1] Развитие энергетики также играет важную роль в межрегионального сотрудничества и способствует укреплению интеграционных процессов между соседствующими регионами, выравнивая асимметрию в обеспеченности природными энергетическими ресурсами.

На территории трансграничного региона частично и полностью располагаются 4 нефтегазовые провинции - Волго-Уральская, Прикаспийская, Предуральская и Западно-Сибирская. По уровню самообеспеченности углеводородами данный регион занимает лидирующее положение в мире, при этом большая часть добытой нефти отправляется на экспорт. В общей сложности в российской части трансграничного региона добывается 75 % от всей извлекаемой нефти страны, на долю казахстанского приграничья соответственно приходится 55 %. (рис. 1)

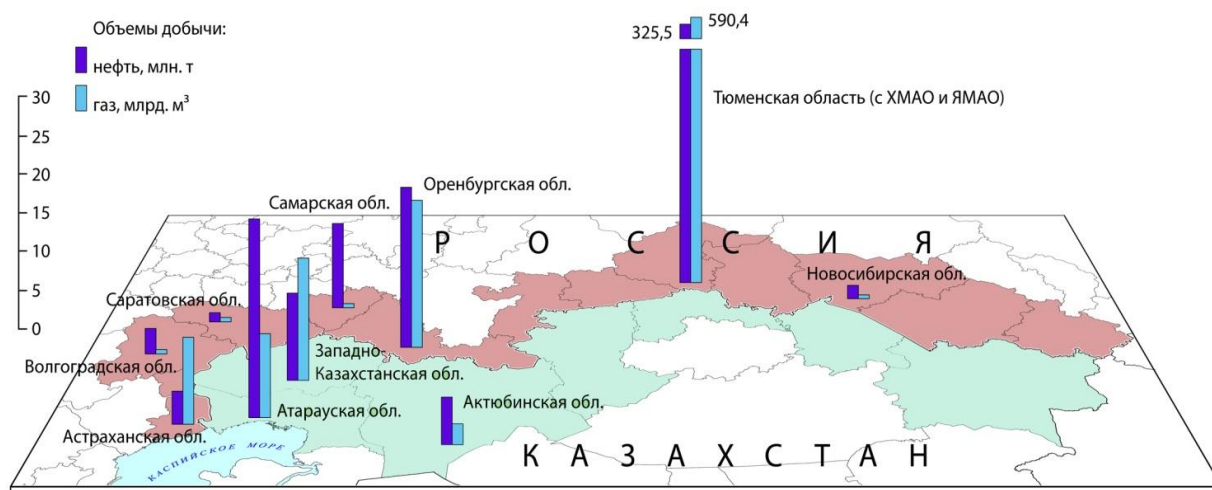


Рис.1- Добыча нефти и газа в приграничных регионах

Дисбаланс в сфере добычи, использования и экспорта быстро исчерпаемых источников энергоносителей (нефти и газа) чрезвычайно рискован для трансграничного региона. Высокие показатели добычи нефти и газа требует постоянного вовлечения в разработку новых месторождений, на что требуются очень значительные расходы на геологоразведку, а затем и крупные инвестиции в освоение месторождений с неразвитой или отсутствующей инфраструктурой. Немалые инвестиции вкладываются в технологическую модернизацию как старых, так и новых месторождений для поддержания высокого уровня добычи. Только за последние 20 лет максимальная глубина бурения на скважинах приграничья увеличилась более чем на 1000 м и составила более 5500 м., в результате, чем глубже бурение и дальше месторождение, тем выше себестоимость каждой тонны нефти и кубометра газа. [2]

В связи с этим возникают перспективы, когда поддержание добычи нефти и газа в прежних объемах станет практически невозможным делом из-за полного исчерпания ресурсов освоенных месторождений и проблем освоения новых. По оценкам международных аналитиков обеспеченность России и Казахстана рентабельными запасами по нефти составляет 10 - 35 лет, по газу - 20 - 40 лет. [3]

Более детально данную проблему можно рассмотреть на примере Оренбургской области, обладающей крупными запасами углеводородов. С момента промышленного освоения с 1937 по 2009 гг. в регионе добыто более 460 млн.т нефти, ежегодная добыча росла с 00,1 тыс.т в 1937 г до ~ 20 млн.т. в 2009 г. С расчетом увеличения прироста запасов нефти за последние 10 лет в настоящее время её извлекаемые запасы оценивается в 630 млн.т. При сохранении нынешнего уровня добычи нефти, запасов хватит на 30-35 лет, но с учетом неизбежной стадии падающей добычи этот период может растянуться не

на одно поколение, другой вопрос, насколько рентабельным будет разработка месторождений.

В качестве другого примера рассмотрим Западно-Казахстанскую область, являющуюся основным газодобывающим районом Казахстана. Здесь располагается Карачаганакское газоконденсатное месторождение, показатели добычи которого составляют примерно 45 процентов всей добычи газа в Казахстане. Оно было открыто в 1979 году и сегодня является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений, начальные запасы которого составляют 1,35 трлн.м³. Промышленная разработка этого месторождения началась в 1984 году, уровень добыча газа в 2009 году составил 15,5 млрд. м³. В ближайшие годы планируется довести ежегодную добычу до 25 млрд. м³ газа. Для реализации Карачаганакского проекта крупнейшие нефте- и газодобывающие компании – British Gas, Eni, ChevronTexaco и Лукойл - объединились в консорциум «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.». В соответствии с договором он будет осуществлять свою деятельность вплоть до 2038 года, что и соответствует порогу рентабельности этого месторождения с последующей стадией падения объемов добычи. [4]

Кроме того, важное значение для Российско-Казахстанского сотрудничества в энергетической сфере по линии совместной разработки трансграничных нефтегазовых месторождений имеют другие перспективные проекты:

1. «Имашевское» является вторым по объемам газоконденсатным месторождением в Казахстане после «Карачаганакского». Его подтвержденные запасы составляют 128,7 млрд. м³ газа, 20,7 млн. тонн газового конденсата. Поскольку месторождение находится на территории двух государств – России и Казахстана, долгое время оно было спорным и по этой причине не разрабатывалось. Лишь в 2005 году был подписан договор о казахстанско-российской государственной границе, где оговорено, что данное месторождение делится между двумя странами поровну, и будет разрабатываться совместными усилиями.

2. «Хвалынское» и «Центральное» (северная часть Каспийского моря, российский и казахстанский участки шельфа). Запасы месторождения «Хвалынское» оцениваются в 480 млн. тонн нефтяного эквивалента, включая 300 млн. тонн нефти, а месторождения «Центральное» – 522 млн. тонн нефти и 92 млрд. м³ попутного газа. Эти месторождения, расположенные на срединной линии шельфа северной части Каспийского моря, также как и в случае с «Имашевским», долгое время были спорными.

3. «Алибекмола» и «Кожасай» (Актюбинская и Оренбургская области). Запасы нефти оцениваются в 70 млн. тонн, а газового конденсата – 13 млн. тонн. Разработка данных месторождений осуществляется на паритетных началах казахстанской и российской сторонами. В последние несколько лет ежегодная добыча на обоих месторождениях стабильно составляет порядка 1 млн. т нефти.

4. Планируется строительство Каспийского газохимического комплекса в зоне нефтегазового месторождения «Хвалынское» (Атырауская область). Предполагаемая проектная мощность – переработка примерно 14 млрд. кубических метров газа ежегодно, включая 9 млрд. кубических метров для выработки товарного метана и 5 млрд. м³ – для газохимии.

Весьма высока роль трансграничного региона в обеспечении транзита углеводородного сырья. Так только в 2008 году транзитом через регион было прокачено около 62 млрд. м³ газа и порядка 9,9 млн. т. нефти.

Среди важнейших транзитных потоков можно выделить: 11 основных трубопроводных магистралей включающих в себя 6 газопроводов по направлениям: Бухара – Урал; Газли – Москва; Макат – Кавказ; Оренбург – Восточная Европа (Союз); Карачаганак – Оренбург; Карталы - Кустанай и 5 нефтепроводов: Атырау – Новороссийск; Атырау – Самара; Атырау – Орск; Уренгой – Атасу (Дружба); Туймазы – Иркутск.

Развитие процесса экономического партнерства и общехозяйственной интеграции России и Казахстана определяется, в первую очередь, результативностью энергетического партнерства и энергетической интеграции обеих стран. [5]

Новая энергетическая модель России и Казахстана должна базироваться на повышении энергоэффективности экономик стран и повышении экологических стандартов. Развитие энергетики по этому пути повысит инновационную составляющую, и сделает энергетическую систему стран более устойчивой.

Литература

1. Мировая энергетика: Состояние, проблемы, перспективы. - М.: ИД «Энергия», 2007 – 664 с.
2. Глобальные проблемы человечества. Энергетическая проблема. [электронный ресурс]. URL: <http://www.globaltrouble.ru> (дата обращения 23 октября 2010 г.)
3. The World Factbook. [электронный ресурс]. URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/> (дата обращения 15 сентября 2010 г.)
4. Карачаганак Петролиум Оперейтинг. [электронный ресурс]. URL: <http://www.kpo.kz> (дата обращения 27 октября 2010 г.)
5. Симония Н. Геоэнергетические интересы России в Центральной Азии. // Мировая экономика и междунар. отношения. 2007. - №11. - С. 3-12.

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННЫХ БЕТОНОВ

А.Е. Воробьев, А.К. Курмангали, К.А. Воробьев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан

Проектная организация, РК

Российский университет дружбы народов, г.Москва, Россия

Изобретение портландцемента в 1824 г. и промышленное производство бетона обеспечили революцию в строительстве зданий и сооружений, в результате чего по всему миру бетон стал наиболее широко используемым строительным материалом: в мире, по различным оценкам, ежегодно производится около 10 млрд. т бетонной смеси.

Это обусловлено тем, что бетон, по сравнению с другими строительными материалами, обладает более предпочтительными характеристиками: он лучше, доступнее, прочнее, долговечнее и огнестойкое. Бетон также обладает значительным разнообразием типов (легкие - рис. 1, тяжелые и специальные), способностью принимать практически любую необходимую форму, а потому пригоден для практически всех различных строительных применений.

Все современные бетоны относятся к классу так называемых «композиционных материалов» – типичным дисперсным системам, с весьма высокоразвитой поверхностью раздела фаз [7]. В соответствии со вторым законом термодинамики, основные признаки таких материалов - это повышенная свободная энергия и некоторая термодинамическая неустойчивость. Величина свободной энергии Гиббса, представляет собой количественную меру самопроизвольного протекания в бетонной смеси различных химических реакций, физико-химических процессов и коллоидно-химических взаимодействий.



Рис. 1. Разновидности легких бетонов

Бетонная смесь, как правило, состоит из твердых, жидких и газообразных веществ (рис. 2).

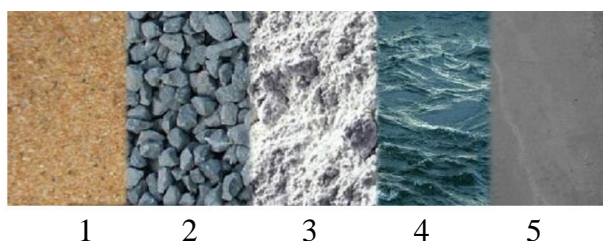


Рис. 2. Основные компоненты бетонного раствора:

1 - песок; 2- гравий; 3 – вяжущее (цемент); 4 – вода; 5 - воздух

Постоянное стремление бетонной смеси к высвобождению и минимизации свободной энергии приводит к возникновению в них различных самопроизвольных актов – сложнейших физико–химических процессов и реакций, протекающих без подвода энергии извне [7]. Происходящие элементарные акты типа адсорбции, гидратообразования, растворения, во–многом определяют все последующие технологические и эксплуатационные функции современных бетонов.

При этом композиционные материалы нового поколения отличаются определенной гетерофазностью. Необходимо отметить, что повышение эффективности искусственных композитов, как правило, напрямую зависит от количества и прочности контактов между гидратными новообразованиями и минеральной составляющей [6]. Характер этой зоны контакта обычно определяется особенностями гидратационного твердения вяжущих и структурой цементного камня у поверхности кремнеземистого компонента (с различными кристалло-химическими, структурными и размерными особенностями и состоянием поверхности).

Прочность и долговечность механических свойств бетонов к возможным изменениям внешних условий в значительной степени зависят от качественных свойств зоны контакта между заполнителями и цементным тестом.

При этом, структура цементного камня на композиционном вяжущем несколько плотнее по сравнению с обычным портландцементом, т.к. она представляет собой очень плотную упаковку зерен в общей массе новообразований (рис. 3).

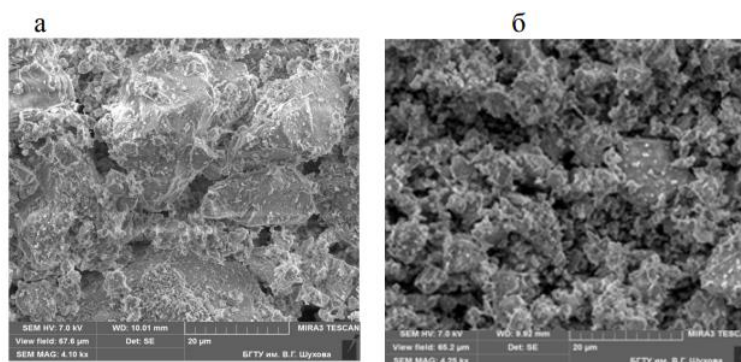


Рис. 3- Микроструктура бетона в зависимости от типа вяжущих [6]:
 а - морфология новообразований цементного камня Цем I 42,5Н;
 б - морфология новообразований композиционного вяжущего
 (увеличение $\times 4000$)

В настоящее время существует всего 2-а способа получения наноструктурированного бетона [5].

Первый способ – это измельчение цемента до наночастиц. Частицы такого цемента реагируют с водой на 80–90 % своего объема. Соответственно существенно снижается расход цемента и в целом получается более прочный бетон.

Второй способ – введение наномодификаторов в состав материалов (углеродные фуллерены, углеродные астралены, наночастицы и нанопленки, а также нановолокна). Такие наномодификаторы увеличивают прочность бетона и модуль упругости, повышают его водостойкость и морозостойкость [1-4].

Литература

1. Воробьев А.Е., Воробьев К.А. Наноматериалы и нанотехнологии: особенности протекания физико-химических процессов. Lambert Academic Publishing. Mauritius. 2018. – 104 с.
2. Воробьев А.Е., Ибылдаев М.Х. Наноструктуры и наночастицы // Механика и технологии (Казахстан) N 2. 2015. С. 95-102.
3. Воробьев А.Е., Ибылдаев М.Х. Нанотехнологии в производстве модификаторов // Механика и технологии (Казахстан) N 2. 2015. С. 102-105.
4. Воробьев А.Е., Кочофа Г.А., Малюков В.П., Лысенкова З.В., Капитонова И.Л., Мартин Зарума Торрес, Чекушина Е.В., Ибрагимов Р. Каукенова А.С., Синченко А.В., Нарожный И.М., Трабелсси Салим. Нанотехнологии образования наночастиц // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. - №1. - 2015. - С. 123-128.
5. Жигалова К.В., Гавриш В.В. Нанотехнологии и наноматериалы в дорожном строительстве // Сборник научных трудов 9-й Всероссийской научно-технической конференции с международным участием: Современные инновации в науке и технике, Курск, 2019. С. 104-108.
6. Лесовик В.С., Казлитина О.В., Сопин Д.М., Магомедов З.Г., Минакова А.В. Специфика внедрения нанотехнологий в стройиндустрии // Сборник докладов Международного онлайн-конгресса. Белгород. 2017. С. 108-114.
7. Ушеров–Маршак А.В. Интеллектуальны ли строительные композиты? // Строительные материалы №5. 2016. С. 188-191.

РАЗВИТИЕ БЕТОННЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

А.Е. Воробьев¹, А.К. Курмангали², Н.И. Джумагалиев¹
НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Казахстан
Проектная организация, РК

Древнейшими вяжущими веществами, используемыми еще в весьма далеком прошлом для создания твердых строительных материалов, являлись глина и жирная земля, которые после смешивания с водой и высыхания приобретали некоторую прочность.

Наиболее старый известный бетон, относящийся еще к 5600 г. до н.э., был найден археологами на берегу р. Дунай, в поселке Лапински Вир (на территории бывшей Югославии), в одной из хижин древнего поселения каменного века, где из него был выполнен пол, толщиной 25 см [5]. Этот бетон приготавливался жителями поселения на основе смеси гравия и местной красноватой извести.

По мере дальнейшего развития и усложнения объектов строительства возрастали и требования, предъявляемые к применяемым вяжущим веществам [5]. В результате, более чем за 3 тыс. лет до н.э. в Египте, Индии и Китае начали изготавливать и массово использовать специальные искусственные вяжущие (такие, как гипс, а позднее – известь), которые получали посредством умеренной термической обработки исходного минерального сырья.

Так, в Египте, наиболее раннее (датируется 1950 г. до н.э.) применение бетона, было обнаружено в гробнице Тебесе (Теве) [5]. Кроме этого, еще задолго до наступления н.э. бетон также был применен и при строительстве галерей египетского лабиринта, и монолитного свода пирамиды Нима.

Римляне бетонные материалы, называли по-разному. Так, литую кладку с каменным заполнителем они именовали греческим словом "эмплектон" (emplekton). В это время в их среде для обозначения бетонов также встречается слово "рудус" (rudus) [5]. Однако чаще всего при обозначении раствора, используемого при возведении стен, сводов, фундаментов и тому подобных объектов, в римском лексиконе употреблялось словосочетание "опус цементум" (opus caementitium), которым и стали в дальнейшем называть древнеримский бетон.

На широкое распространение древнеримского бетона определенное влияние оказал ряд крупных технических достижений того времени [5]. К ним, в частности, относятся открытие римлянами вяжущих свойств пуццолановых добавок, а также значительное улучшение состава бетонов за счет использования чистых, а в отдельных случаях - даже фракционированных их заполнителей, взамен ранее применявшегося грунта, и весьма тщательное уплотнение бетонной смеси (этому процессу римляне уделяли довольно значительное внимание, т.к. он в определяющей степени способствует улучшению качества образуемого бетона).

Уже во 2 веке н.э. римлянами были разработаны принципиально новые виды вяжущих веществ (типа романцемента), позволившие в значительной степени улучшить физико-механические и деформативные характеристики возводимых ими бетонных сооружений [5].

Ученые Национальной лаборатории Лоренса в Беркли (США) вместе с коллегами из других стран выяснили, почему древний римский бетон является таким устойчивым и прочным. Что касается долговечности, в середине XX века бетонные конструкции рассчитывались на 50 лет эксплуатации, а новые технологии позволяют продлить срок «жизни» бетона до 100-120 лет [6]. Римские же портовые сооружения существуют уже более 2000 лет и практически не разрушились под долговременным действием волн и соленой морской воды.

Это обусловлено тем, что современный бетон обычно изготавливается на основе портландцемента, для производства которого смесь известняка и глины нагревают до значения температуры 1450°C [6]. Древние римляне получали известь из известняка, нагретого всего лишь до 900°C .

Для получения стойкого бетона римляне смешивали вулканический пепел и туф с известью [6]. При строительстве портовых сооружений полученный раствор упаковывался в деревянные формы, которые погружались в воду. Морская вода практически мгновенно запускала в бетонной смеси горячую химическую реакцию. В результате известь гидратировалась (присоединяла молекулы воды) и взаимодействовала с золой, цементируя стойкую бетонную смесь. Вулканический пепел для бетонов добывали в области Неаполитанского залива, вблизи приморского города Поццуоли.

Связующее вещество современного бетона представляет собой смесь соединений кальция, силикатов и гидратов (C-S-H) [6]. В римском же бетоне содержится значительное количество алюминия и гораздо меньше кремния. Необходимо отметить, что состав «кальций – алюминий – силикат – гидрат» (C-A-S-H) является исключительно стабильным связующим.

Другое важное отличие в бетонах касается продуктов гидратации [6]. Теоретически бетон, изготовленный на основе портландцемента, должен имитировать такие природные слоистые минералы, как женнит и тоберморит. На практике же эти идеальные кристаллические структуры в современных бетонах отсутствуют. Но они имеются в зернах римского морского бетона.

С помощью дифракции рентгеновских лучей была выяснена роль алюминия в обнаруженных кристаллических решетках [6]. Оказалось, что Al-тоберморит имеет более высокую жесткость и тем самым обеспечивает древнеримскому бетону повышенную прочность и долговечность.

Химический анализ показал, что древнеримский рецепт включает извести менее 10 % (по весу) [6]. Реакция извести с богатой алюминием пуццолановой золой и морской водой приводит к образованию C-A-S-H — связующего весьма высокой стабильности и Al-тоберморита, обеспечивающего прочность и долговечность такого бетона.

Дальнейшие исследования позволили открыть принципиально новые высокофункциональные компоненты бетонных смесей (на основе наночастиц [1-4]), позволяющие достичь довольно необычных свойств и функций (водоредуцирование, воздухоовлечение, эффективное технологическое варьирование различных характеристик, в том числе – реологических, изменение темпов нарастания и длительное поддержание прочности и др.), приводящие к расширению номенклатуры возможных изделий и области применения бетонов [7].

Литература

1. Воробьев А.Е., Воробьев К.А. Наноматериалы и нанотехнологии: особенности протекания физико-химических процессов. Lambert Academic Publishing. Mauritius. 2018. – 104 с.
2. Воробьев А.Е., Ибылдаев М.Х. Наноструктуры и наночастицы // Механика и технологии (Казахстан) N 2. 2015. С. 95-102.
3. Воробьев А.Е., Ибылдаев М.Х. Нанотехнологии в производстве модификаторов // Механика и технологии (Казахстан) N 2. 2015. С. 102-105.
4. Воробьев А.Е., Кочофа Г.А., Малюков В.П., Лысенкова З.В., Капитонова И.Л., Мартин Зарума Торрес, Чекушина Е.В., Ибрагимов Р. Каукенова А.С., Синченко А.В., Нарожный И.М., Трабелсси Салим. Нанотехнологии образования наночастиц // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. - №1. - 2015. - С. 123-128.

5. Кукарина Е.Е., Зорина М.А., Астафьева Н.С. Производство люмобетона - уникальная технология изготовления светящихся камней // Матрица научного познания N 7. 2018. С. 23-29.

6. Секрет римского морского бетона // <http://www.liveinternet.ru/users/eva1689/post386836013>.

7. Ущеров–Маршак А.В. Интеллектуальны ли строительные композиты? // Строительные материалы №5. 2016. С. 188-191.

УДК 6213

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АТЫРАУСКОГО РЕГИОНА ПРИКАСПИЯ

В.А. Яшков, Н.М. Сарсенов

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева»,
Казахстан

В системах промышленного электроснабжения (СЭС) воздушные линии (ВЛ) являются наиболее повреждаемыми элементами, как открытые устройства, в виде воздействия метеофакторов (дождь, ветер, пыльные бури, туман и др.), что приводит к возрастанию параметра потока отказов, и как следствие, к отказом с большим ущербом. Исследование в области надежности таких элементов с применением теории случайных процессов позволяет построить ВЛ функционирующих в условиях со сложными природно-климатическими условиями с высокой надежностью применив климатоустойчивые элементы и схемы ВЛ.

Ключевые слова: надежность, моделирование, воздушные линии, показатели надежности.

Общие положения. Причинный анализ надежности систем промышленного электроснабжения (СЭС) Атырауского региона Республики Казахстан показал, что надежность $R(\text{reliability})$ может быть представлена в виде многопараметрического соотношения.

$$R = F(\text{ПКВ, НЭ, КТД, ДМиР, ПВ, СИ, П и НУ})$$

где ПКУ – природно-климатические условия	-42%
НЭ – неудовлетворительная эксплуатация	-18%
КТД – конструктивно-технологические дефекты	- 3%
ДМиР – дефекты монтажа и ремонта	-3%
ПВ – построение воздействия	-17%
СИ- старение изоляции	- 2%
ПиНУ – прочие и неустановленные	-15%

При эксплуатации СЭС комплексный показатель R меняется во времени

$$R(t) = \text{VAR}$$

Состояние СЭС, $S(t)$ – также меняется

$$S(t) = \text{VAR}$$

При $R(t) < R(t)_{\text{доп}}$. СЭС может перейти в неработоспособное состояние.

СЭС, являясь элементом в расчетной схеме электроэнергетической системы при анализе её надежности, выступает как объект исследования в качестве сложной системы.

В свою очередь, элементы СЭС могут быть рассмотрены самостоятельно при анализе их надежности.

В качестве СЭС рассмотрим как систему ВЛ, в дальнейшем объект, при этом одноэлементный – одноцепная ВЛ, Двухэлементный – двухцепная ВЛ.

Интерес у исследованию ВЛ обуславливается теми обстоятельствами, что им принадлежит исключительная важная роль в процессе обеспечения безотказного функционирования и надежного электрообеспечения потребителей и на их долю приходится большая часть отказов, которые определяются специфическими факторами.

Для ВЛ СЭС Атырауского региона это- подверженность природно – климатическим, посторонним воздействиям, сложность технического контроля состояния элементов ВЛ, выявления и устранения неисправности.

Повышение климатостойкости ВЛ, связанное с воздействием метеофакторов (МФ) требует, как правило существенных затрат, точное распределение которых в соответствии с воздействием МФ осуществить практически невозможно из-за значительных колебаний их даже в пределах одного района и отсутствия, а в отдельных случаях, противоречивости эксплуатационной информации о воздействия МФ.

Неблагоприятные МФ (или другие возможные изменения окружающей среды) в общем, появляются не столь часто и на относительно короткое время. Однако резкое возрастание параметра потока отказов существенно повышает вероятность отказов всей системы. Если это не учитывается, то для расчетных узлов нагрузки можно получить слишком оптимистические результаты, которые могут привести к заблуждениям.

Моделирование. Марковские процессы являются наиболее изученным классом случайных процессов с дискретным множеством состояний и непрерывным временем, которыми характеризуются СЭС. Граф состояний и возможных переходов для одноцепной ВЛ приведен на рис. 1

Разделение всего пространства состояний объекта только на состояния А и В исключает из рассмотрения множественность понятия отказа, в частности, «частичный отказ работоспособности», что значительно упрощает решение задачи моделирования надежности с учетом влияния МФ.

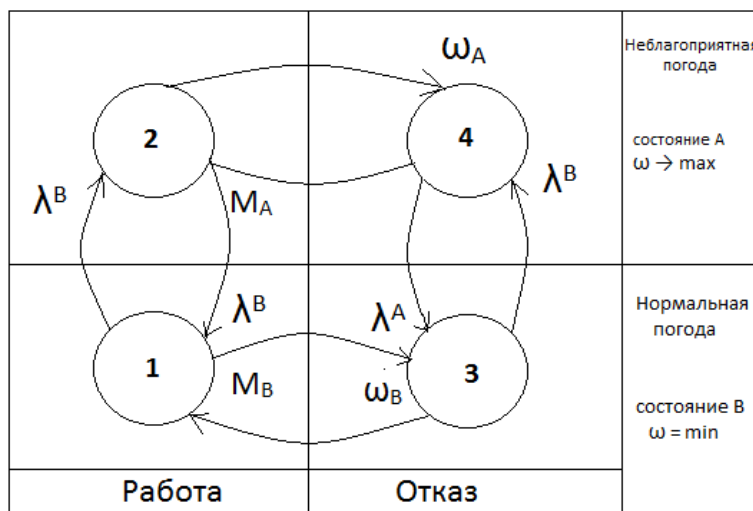


Рис. 1. Граф состояний и возможных переходов ВЛ.

Характеризуем состояние погоды следующими показателями:

ω^A, T^A – параметр потока отказов и средняя продолжительность состояния А;

ω^B, T^B – параметр потока отказов и средняя продолжительность состояния В.

Неблагоприятная погода и, как следствие, высокий уровень повреждаемости, проявляется в различные периоды года: март-апрель характеризуется сильными ветрами и пыльными бурями (погода 1-го типа); ноябрь – повышение влажностью (погода 2-го типа).

$$\text{Тогда среднее значение } \omega(t) = p^A \omega^A + p^B \omega_1^B + \omega_2^B \quad (1)$$

где ω^A – среднее значение параметра потока отказов при состоянии А;
 ω_1^B, ω_2^B – среднее значение параметра потока отказов при состоянии В и погоде 1-го и 2-го типов; p^A, p^B – вероятности состояния А и В соответственно.

$$p^B = T^A / (T^A + T^B); \quad p^A = (T^B / (T^A + T^B)) \quad (2)$$

Вычисленные по (1) и (2) значения параметра потока отказов для ВЛ 6...10 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Напряжение и тип ВЛ	Ср. значение ω , отказ/100 км.год				
	Неблагоприятная, В 1-го типа	Неблагоприятная, В 1-го типа	Неблагоприятная, В 1-го типа	Нормальная А	За год
ВЛ 10, кВ одноцепные	12,5	3,9	8,2	1,9	5,5

При обработке материала, приведенного в таблице 1 был принят экспоненциальный закон распределения между всеми видами отказов, обоснование, которого рассмотрено в [1,2].

Это позволило принять экспоненциальным и окончанием периода неблагоприятной погоды.

Более объективную оценку дает оценка параметров ω^B и ω^A .

Дополним оценку надежности следующими показателями:

τ' – средняя продолжительности пребывания процесса в каждом состоянии; T' – средняя наработка на отказ; t_B' – среднее время восстановления; Π' – среднее количество переходов в неработоспособное состояние; ФП – функция потерь (экономическая оценка).

Среднее время пребывания процесса в каждом состоянии определится как сумма интенсивностей выхода из этого состояния.

$$\tau' = [(1/(\lambda^B + \omega^B)) + (1/(\omega^A + \lambda^A)) + (1/(\mu^B + \lambda^B)) + (1/(\mu^B + \lambda^A))] \quad (3)$$

Выходные показатели, выраженные через характеристики процесса имеют вид:

- средняя наработка на отказ

$$T' = (\tau_1 + \tau_2) / (p_{13} + p_{24}); \quad (4)$$

- среднее время восстановления

$$t_B' = (\tau_3 + \tau_4) / (p_{31} + p_{42}); \quad (5)$$

- среднее количество переходов

$$\Pi' = (p_{13} + p_{42}) / \sum_{i=1}^4 \tau_i \quad (6)$$

-функция потерь

$$\Phi П = \sum_{i \in \epsilon} (ПТ_{Эу}) \quad (7)$$

где $T_{Э}$ – длительность перерыва в электроснабжении; $у$ – значение удельного ущерба при переходе объекта в неработоспособное состояние.

Вывод. Использование марковского процесса позволяет получить более реалистические показатели при анализе надежности СЭС, функционирующих в условиях сложных метеофакторов, которыми характеризуется Атырауский регион.

Литература

1. Конарбаева А.А., Яшков В.А. Моделирование надежности СЭС предприятий нефтегазовых комплексов, функционирующих в сложных природно-климатических условиях // Труды международного симпозиума посвященного 100-летию К.И. Сатпаева. Часть 2. Г. Алматы, 1999.
2. Яшков В.А. и др. Надежность функционирования систем электроснабжения : - Алматы, Гылым, 2001.
3. Н.Г. Джумамухамбетов и др. Надежность и качество электрической энергии в системах промышленного электроснабжения. –Монография –Алматы: ЭВЕРО,2015.
4. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. / пер. с англ. Под. Ред Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат.1987 г.
5. Сарсенов Н.М. Моделирование надежности систем промышленного электроснабжения в условиях сложных метеофакторов. IV МНПК «Европа и тюркский мир: наука, техника и технологии» (Turkey, Istanbul).

УДК 331.1

ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА В КОМПАНИИ

К.Н. Тусупкалиев, А.Б. Джетписова

Алматы Менеджмент Университет, Казахстан, Алматы
mab.atyrau@gmail.com

Применительно к стратегическому планированию, методический подход - это совокупность средств (экономических основ и методического инструментария) и способов (организационных и экономических механизмов) разработки стратегических планов развития бизнеса, с целью приращения его конкурентного статуса в кратчайшие сроки при условии минимального отвлечения ресурсов этого бизнеса.

Ключевые слова: стратегия, стратегическое планирование, разработка плана, инструменты.

Бұл стратегиялық жоспарлау, қатысты әдістемелік тәсіл құралдарының жиынтығы (экономикалық негіздердің және әдістемелік құралдарды) және оның мәртебесін жетілдіру мақсатында (ұйымдастырушылық және экономикалық тетіктерін) ең қысқа мерзімде бәсекелестік жағдайда бизнесті дамыту стратегия жоспарларын ресурстарды бөлу тәсілі болып табылады

Түйінді сөздер: стратегия, стратегиялық жоспарлау, жоспарын әзірлеу, құрал-саймандар.

With regard to strategic planning, a methodological approach is a set of tools (economic foundations and methodological tools) and ways (organizational and economic mechanisms) to develop strategic business development plans, with the aim of increasing its competitive status as soon as possible, provided that the resources of this business are minimum diverted.

Keywords: Strategy, strategic planning, plan development, tools.

Каждое предприятие является открытой системой, которая функционирует во внешнем мире, составной частью которого является культурное поле со своей системой ценностей. На основе ценностей формируются взаимоотношения в организации, поведенческие модели, стили и характер управления, мотивационная политика, социальные стандарты.

Эволюционный путь развития общества и соответственно менеджмента касается эволюции ценностей, качественно иных по своим сущностным признакам.

По мнению современных учёных и практиков менеджеров, для построения новой этической экономики и социально-ориентированного менеджмента как высшего уровня эволюционно-цивилизационных процессов в каждой организации должна формироваться и развиваться система менеджмента, основанная на качественно новых ценностях:

- четкое стратегическое планирование и постановка целей;
- постоянное развитие;
- осуществление преобразований;
- формирование адаптивной системы менеджмента;
- особое внимание к управлению качеством.

Именно адаптивный менеджмент сегодня становится инструментом эффективного управления, основной чертой которого является адаптация к изменениям внешней среды. При этом, на предприятии создается особая «следающая система», которая осуществляет мониторинг основных показателей внешних изменений и специальный блок, который отвечает за гибкость субъекта хозяйствования. [1]

Современная модель управления предприятием выделяет две основополагающие **формы организации системы менеджмента** – органическую и механическую, которые базируются на абсолютно различных основаниях, обладая специфическими особенностями, определяющими области их рационального применения и возможные перспективы дальнейшего совершенствования.

Механическая форма включает в себя также организационное проектирование, задача которого заключается в высокой эффективности и достижении оптимального уровня производства, основываясь на широком применении правил и процедур, на специализации работ и централизованной власти.

Органическая форма организационного проектирования основой своей задачей ставит достижение высокого уровня развития и адаптивности, стараясь при этом ограничить использование правил и процедур.

Следует отметить тот факт, что органическая форма существенно отличается от механической, поскольку организационные параметры — это результат разных показателей эффективности.

Тогда как, механическая форма, стремится достичь максимальной эффективности, органические формы организации системы менеджмента стремятся к наиболее полной удовлетворенности, гибкости и совершенствованию.

Органическая форма системы менеджмента является более приспособленной к окружающей среде, потому что предусматривает максимальное использование человеческих ресурсов.

Менеджеры поощряются за достигнутые успехи, что способствует повышению квалификации персонала и его ответственности.

Любому субъекту хозяйствования, если ее руководство стремится к наиболее продуктивной работе требуется систематический анализ системы менеджмента с целью ее развития для соответствия современным требованиям рынка.

Формы организации системы менеджмента на предприятии должны быть структурированы.

Мероприятия по постановке системы менеджмента качества обоснованы в стандартах семейства ISO «Менеджмент качества».

Укрупненно работы по внедрению на предприятии ISO включают: подготовительный этап;

- этап контроля и анализа;
- этап разработки и регламентации;
- этап внедрения ISO;
- этап сертификации ISO.

Принципы менеджмента качества **ISO 9001:2015**:

- 1) ориентация на потребителя,
- 2) процессный подход в управлении
- 3) лидерство
- 4) вовлеченность персонала
- 5) менеджмент взаимоотношений
- 6) принятие решений на основе

Интегрированная системы менеджмента направлена на удовлетворение потребностей разных заинтересованных сторон, среди которых, в первую очередь, потребители, поставщики, персонал организации, владельцы и акционеры, государство и общество.



Достижение и Достижение целей

Рис. 1. Интегрированная система менеджмента организации

Стандарты на системы менеджмента, которые применяются в различных организациях и их заинтересованные стороны:

- ISO серии 9000 Системы менеджмента качества (СМК) - потребители и другие заинтересованные стороны;
- ISO серии 14000 Системы экологического менеджмента (СЭМ) – государство, общество, персонал;
- OHSAS серии 18000 Системы менеджмента охраны окружающей среды и предупреждения профессиональных заболеваний (СМОТиППЗ);

- SA 8000 Социальная ответственность - государство и общество.

Выбору той или иной системы в любом случае предшествует серьезная аналитическая работа для выявления узких мест в системе менеджмента компании не позволяющих достигать основных целей и обеспечивать результативность, достижения прибыли.

Литература

1. Льянова Ф. Адаптация предприятий как функция современного стратегического управления // Предпринимательство. 2012. № 4. С. 65-70.
2. Официальный сайт компании ТОО СБП «Казмунайгазбурение»

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ САЛАСЫН КЛАСТЕРЛІК ИННОВАЦИЯЛЫҚ ҮЛГІ БОЙЫНША ДАМУ

А.К. Кадырбергенова¹, А.С. Бахуова²

¹ «С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ,

² С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, магистр

Қазақстан жеткен оң нәтижелерді нығайту және алға қарай экономикалық дамудың тірегі дамыған мемлекеттердің бәсекеге қабілеттілігін қамтамасыз етуші кластерлік құрылымдар да болуы керек. Қазақстанның қолда бар ресурстық әлеуетін іске асыру және қолайлы нарықтық конъюнктура есебінен мұнай-химия саласын дамыту, дамудың сапалы жаңа жолына жету, әлемдік нарыққа шығу жолын арттыру - бәсекеге қабілеттіліктің негізін береді. Кластердің инновациялық құрылымы өндірістік құрылымның пайдасын арттыру есебінен жаңашылдықты зерттеу мен меңгеруге жұмсалатын шығындар жиынтығын азайтуға мүмкіндік береді, өз кезегінде ол кластер қатысушыларының қызметтерін тұрақты және тиімді жүзеге асыруына әсер етеді.

Кілттік сөздер: кластер, мұнай-химия, бәсекеге қабілеттілік, Еуразиялық экономикалық одақ, инновациялық даму

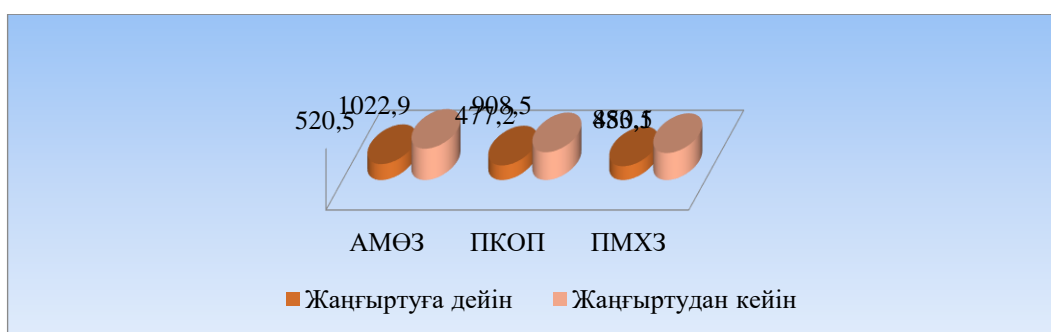
Укреплением положительных результатов достигнутых Казахстаном и поддержкой дальнейшего экономического развития должны быть кластерные структуры, обеспечивающие конкурентоспособность развитых стран. Реализация существующего ресурсного потенциала Казахстана и развитие нефтехимического сектора за счет благоприятных рыночных условий, достижение нового пути развития, пути выхода на мировой рынок - обеспечивают основу для конкурентоспособности. Инновационная структура кластера позволит снизить общую стоимость инновационных исследований и разработок за счет повышения рентабельности структуры производства, что, в свою очередь, будет способствовать устойчивому и эффективному внедрению услуг участников кластера.

Ключевые слова: кластер, нефтехимия, конкурентоспособность, Евразийский экономический союз, инновационное развитие

Strengthening of the positive results achieved by Kazakhstan and support of further economic development have to be the cluster structures providing competitiveness of the developed countries. Realization of the existing resource capacity of Kazakhstan and development of the petrochemical sector at the expense of favorable market conditions, achievement of new way of development, a way of an entry into the world market - provide a basis for competitiveness. The innovative structure of a cluster will allow to reduce the total cost of innovative research and development due to increase in profitability of structure of production that, in turn, will promote steady and effective introduction of services of participants of a cluster.

Keywords: cluster, petrochemical industry, competitiveness, Eurasian Economic Union, innovation development

Мұнай мен газды терең өңдеу елімізді сапалы мұнай-газ өнімдерімен қамтамасыз етуде мұнай химиясы саласын кластерлік инновациялық үлгі бойынша дамыту шешуші рөл атқарады. Осылайша, әлемдік нарықтағы бәсекенің дамуы жағдайында және ресурстық базаның прогрессивті сарқылуы негізінде әлемдік мұнай және газ өнеркәсібінің озық жетістіктерін көмірсутегі шикізатын өңдеу жүйелері мен әдістерінде пайдалану мәселелері әлдеқайда өзекті бола түседі. Бұл жағынан алғанда отандық МӨЗ-де елдегі тұтынушыларды экологиялық кластың 4,5 талаптарына сәйкес келетін сапалы мұнай өнімдерімен және мұнай-химия өнімдерімен қамтамасыз етуге, қоршаған ортаға келтіретін зиянды әсерін азайтуға, автокөлік және авиация отынына сұранысын қамтамасыз етуге зор мүмкіндік береді [1]. Біздің есебіміз бойынша, мұнай өндеуге жүргізілген талдау негізінде, отандық МӨЗ-ғы 1 тонна мұнай өнімдері корзинасының бағасы едәуір өсуі тиіс (сурет 1).



Сурет 1 - Мұнай өнімдері корзинасының бағасы, долл./тонна,
Ескерту – Автормен есептелінген

Мұнай-химия өндірісінің құрылуы аралық өнім өндірумен шектелмеуі тиіс екенін мойындау қажет болады. Осылай қызмет етуінің тиімділігі, әдетте, бастапқы ресурстардың кешенді пайдаланылу деңгейімен тікелей байланысты, ол ел экономикасының түрлі салаларында зор сұранысқа ие болатын, ақырғы өнім шығару қажеттілігін болжайды. Сонымен қатар, аталған ассортименттің басым бөлігі, біріншіден, жекелеген өнеркәсіп салаларының (жеңіл, машина құрылысы, резина техникалық) дамуына, екіншіден алыс және таяу шетел елдеріне экспортқа шығаруға мүмкіндік береді.

Жалпы алғанда, еліміздің мұнай-химия саласында кластерлі инициативаны дамыту ішкі және сыртқы нарықта мұнай өнімдерінің жоғары бәсекеге қабілеттілігін қамтамасыз етуі тиіс.

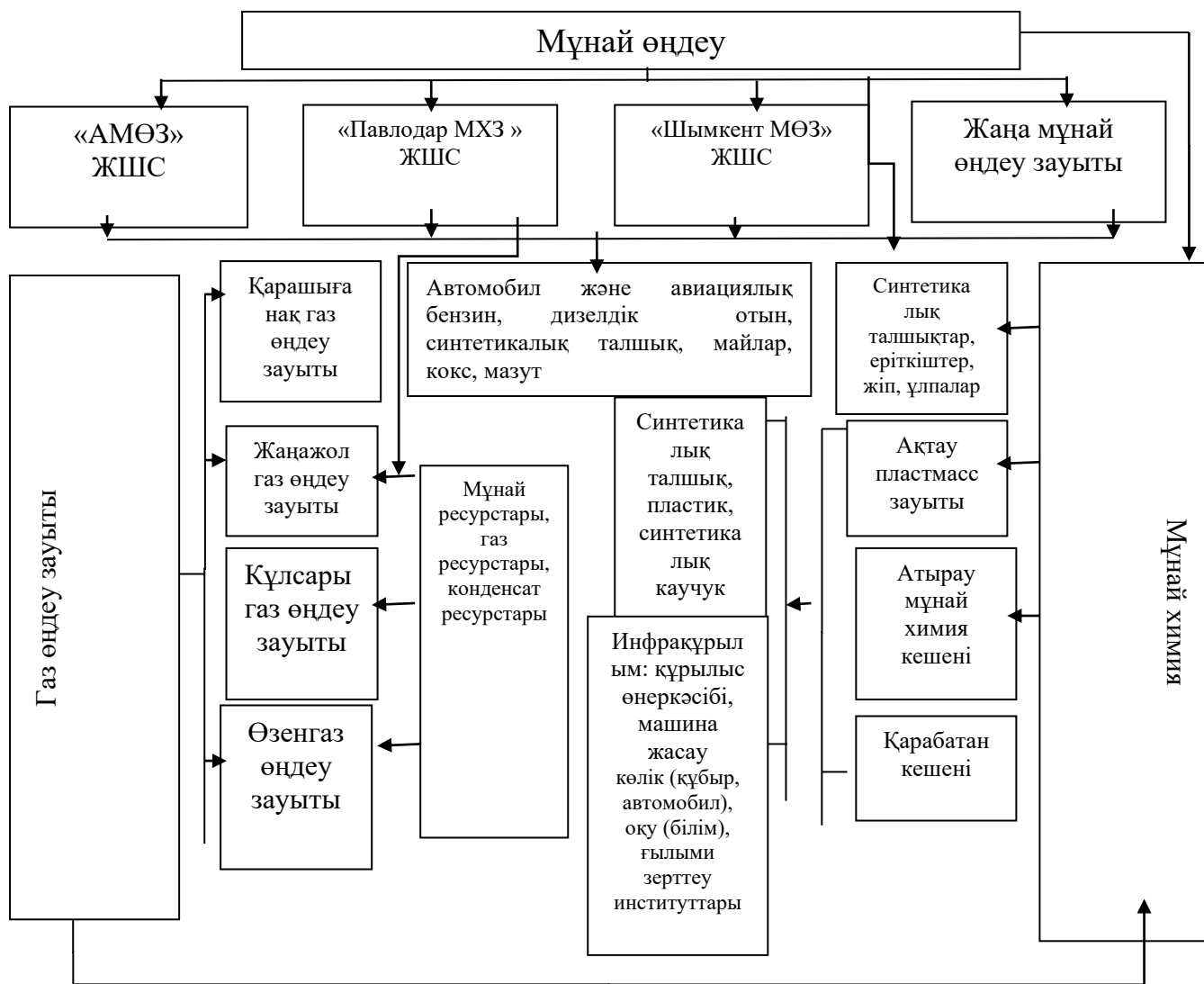
Мұнай-химия кластерін дамыту мен тиімді қызмет етуі үшін қажетті төмендегідей шарттар мен факторларды айта аламыз:

- кластерді дамытудың ресурстық-технологиялық негіздері (мұнайды өңдеу және модернизациядан кейін отандық МӨХЗ-ғы газды утилизация жасау);
- мұнай-химия өніміне (полиэтилен, полипропилен, стирол, полистирол, этиленгликол, бензол, ксилол және т.б.) әлемдік сұраныстың өсуі;
- ішкі нарықты жоғары қосылған құнды ақырғы өніммен қамту;
- жаңа мұнай-химия өндірістерін ашу.

Өзінің одан әрі дамуы барысында мұнай-химия кластері өзінің негізгі іргелес салаларымен серіктесуі қажет. Қазақстанның Оңтүстік өңірінде мақта өндірісі жақсы дамыған, сондықтан біздің есептеуімізше оны қалыптастырушы мақта немесе тоқыма бұйымдары кластері мұнай-химия және тоқыма кәсіпорындарының үйлесімді болашақ үлгісін береді. Өндірілетін мұнайхимия өндірісі тоқыма және мата материалдарының кең

ассортиментін шығаруда синтетикалық талшықты кеңінен қолдануға мүмкіндік береді. Бұл тұжырымдаманың іске асырылуы, мұнай-химиялық және тоқыма бұйымдары кәсіпорындары арасында тығыз байланыс орнаған уақытта, олардың шикізат ресурстары аймақтық бір өңірде шоғырланып, «тоқыма-химиялық кластер» шеңберінде кооперативтік байланысты құру мүмкіндігін береді [2,3].

Мұндай бағыттың әлеуметтік экономикалық салдары мәнді. Бір жағынан мұнай-химия өндірістерінде мұнай-газ ресурстарын пайдалану артықшылықтарын дәлелдей келе, қызметтің түрлі саласында пайдалану бірқатар тауар өнімдерін дайындауға мүмкіндік беретін, мұнай-химия өнімінің бүкіл спектрін алу үлгісін ескеру қажет, екінші жағынан алға қарай текстиль кластерінің дамуын ынталандырушы фактор бола алады (сурет 2).



Сурет 2 - Мұнай химиясы кластерін қалыптастырудың үлгісі

Ескерту - Автор әзірлеген

Осы үлгінің мазмұнымен түсіндірілетін негізгі идея, мұнай немесе ілеспе газды өңдеу түрлі технологиялық бағыттар бойынша жүргізілетіндігінде. Алайда, артықшылық тек бастапқы шикізатты тереңнен өңдеу технологиясын енгізетіндерге берілуі тиіс, ол оның құрамындағы өнімнің айтарлықтай көп үлесін алу мүмкіндігін береді, соның

нәтижесінде мұнай мен газды пайдалану коэффициенті арта түседі, сөйтіп, кластерді құрушы барлық элементтердің тиімділігі өседі.

Мұнай-химия кластерін екі негізгі бағытта дамыту ұсынылады: табиғи газда сәйкес компоненттерге (пропан, бутан, этан) бөлу арқылы өңдеу; мұнайды терең өңдеу [4,5].

Жаңа кластердің дамуы және өндіріс туралы шешім төрт маңызды факторларға тәуелді және әрқайсысы бойынша жоспарлау шегінде қабылдануы қажет:

- өңірде шикізатқа қолжетімділік және/немесе өңдеуші кәсіпорындарды қажетті шикізатпен сенімді қамтамасыз ететін көлік инфрақұрылымының болуы;
- ішкі нарықты дамыту деңгейі, экспорт және халықаралық нарықта бәсекелестіктің мүмкіндігі;
- технологиялық мәселелерің шешілу мүмкіндігі;
- бәсекеге қабілетті болған жағдайда қажетті қаржыландыруды алу, бірақ жоба нақты талаптарға сәйкес болуы шарт (мысалы, сала дамуының базалық қағидасы және талап етілетін инвестицияның минималды деңгейі).

Қазақстан, Ресей және Беларусь Республикасының әлемдік экономикалық қауымдастыққа бірігуі, Кедендік одақ және Біріңғай экономикалық кеңістік, ал 2015 жылы және Еуразиялық одақ құру, еңбектің халықаралық бөлінуі, сыртқы экономикалық байланыстардың дамуы, осының барлығы экономикалық даму моделінің қыр-сыры және ҚР-ың ұлттық ерекшеліктерін есепке ала отырып экономикалық жүйенің бәсекеге қабілеттілігін арттыру және инновациялық дамуға кластерлік жүйені қолдануға мүмкіндік туғызады [5,6].

Кластерлік саясаттың негізгі мақсаты желілік ынтымақтастық пен мемлекеттік жеке әріптестіктер (МЖӘ) дамуы және салалық мұнай-химия кластерлерін ұйымдастыру арқылы ұлттық, өңірлік бәсекеге қабілеттілікті арттыру болып табылады. Осы мақсатқа негізделіп кластерлік саясаттың міндеттері анықталды (кесте 3).

Кесте 3 - Қазақстан, Ресей және Беларусь мемлекетінің мұнай-химия саласының кластерлік саясаты

Кластердің бәсекелестік артықшылықтары мен факторлары	Кластерлік саясаттың міндеттері
1 Міндет - кластерді ұйымдастыру және дамыту	
1	2
Саяси-құқықтық	– МГХ кластері бойынша заңдылықтарды дайындау – кластер құрудың мемлекеттік бағдарламасы
Экономикалық	– кластер субъектілерін және желілік ынтымақтастықты экономикалық ынталандыру – мемлекеттік-жеке және біріккен бағдарламалар шеңберінде кластерлік жобаларды қаржыландыру
2. Міндет - желілік ынтымақтастық және кластерлік байланыстардың дамуы	
Ресурстар	– Келешекті кластерлерге шетелдік инвестиция тарту – Кластерлік ынтаны қалыптастыру және жылжыту – Адам капиталын дамыту – Біріккен ғылыми зерттемелерді қаржыландыру – Кластер субъектілері үшін ақпараттық алаң құру
Сұраныс	– Жеткізушілерді дамыту бағдарламасын дайындау
	– Кластер кәсіпорындарында мемлекеттік тапсырыстарды үлестіру – Мемлекеттік тапсырыстар бағдарламасы шеңберінде кластер жасаушылардың өнім және қызметтерінің сапасын бақылау – Кластерлер жеткізген өнімнің сертификатына демеушілік
Бәсекелестік	– Бәсекелестік ортаны дамыту бағдарламасы – Кластерге шетел инвестициясын тарту

Өзара байланыс	<ul style="list-style-type: none"> – Кластерлік байланыстарды инфрақұрылымдық қамтамасыз етуді құру (коммерциялық емес ұйымдар, кластерлік даму орталықтары т.б.) – Кластер субъектілерімен жергілікті органдардың өзара әрекеті – Кластер субъектілерінің ынтасын күшейту – Бірліккен (кластер субъектілерімен) маркетингті ұйымдастыру – Сыртқы нарыққа біріккен өткізуді ұйымдастыру – Нарық сегментіндегі өнімді позициялау туралы кластер мүшелерінің бейресми келісімдері – Кластердегі технология трансферті – Кластер ішінде ғылыми зерттемелерде ынтымақтастықты қалыптастыру
Ескерту - [7] негізінде автор құрастырған	

Инновациялық даму және ҚР, Ресей және Беларусь экономикасының бәсекеге қабілеттілігін қамтамасыз ету үшін біздің оймызша мыналар қажет:

- кластерлік стратегия дайындау;
- кластерлеуді мемлекеттік қолдау шараларын дайындау;
- кластерлік бастама және ынтымақтастықты қамтамасыз ету бойынша шаралар дайындау;
- кластерлеу бойынша белгіленген шараларды іске асыру;
- халықаралық және трансшекаралық кластер құруда халықаралық ынтымақтастықтың әлеуетін пайдалану.

Қазіргі уақытта ҚР, Ресей және Беларусь экономикасының инновациялық дамуына балама жоқ. Инновациялық экономикалық дамудың маңызды элементі тауар өндірушілердің және алдымен инновациялық аймақтық кластерлер қызметін мемлекеттік қолдау және ұйымдастыруды көздейтін кластерлік бағытты іске асыру.

Кластерлердің артықшылықтарын пайдалану үшін айқын кластерлік саясат қажет. ҚР, Ресей және Беларусьтағы кластерлік саясатты қалыптастыру мен жүзеге асыруға ұсынылған теориялық-әдістемелік негіздер барлық деңгейдегі басқару субъектілеріне экономиканың бәсекеге қабілеттілігін арттыру және тұрақты дамуға инновацияның факторларын қолдануға бағытталған кластерлік стратегияны дайындап оны жүзеге асыруға мүмкіндік туғызады.

Кластер аясында серіктестік үшін қатысушылар екінші жақтың үмітіне сай келуі маңызды және жағдай барлық қатысушыларға ұтымды болуы тиіс. Серіктестер жобадан: шикізаттың болуы және оның тұрақты ұзақ негіздегі белгілі бағасының болуы, өнім үшін нарықтың өсуі, өнім үшін қолайлы баға және маржаларының болуы, логистика (негізі негізгі өнімнің массасы экспортқа жіберілгенде), инфраструктураның болуы, өзінің жеке инвестицияның ғаламдық стратегиясына және бизнеске кіріспеге сай жобалар, иеленудің құқығын қамтамасыз ететін (БК үшін өзекті) заң жүйелері тұрақты инвестициялық орта, бұрынғы қызмет тізімі мен жобаларды дайындау жөніндегі жергілікті серіктестің тәжірибесі туралы білу, басқа да ынталандырулардың болғанын күтеді.

Әдебиеттер

1. Шалболова У.Ж. Рынок углеводородного сырья в Казахстане: опыт и приоритеты.- Алматы,2003. – 260 с.
2. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Обоснование путей формирования и эффективного функционирования нефтехимических кластеров в Республике Казахстан.- Алматы: ИЭ КН МОН РК, 2013.– С.4.
3. Мадиярова Д.М. К вопросу о развитии нефтехимического кластера в Республике Казахстан // Вестник КазНУ. Серия экономическая. – 2010. - №2.- С.89-92.

4. Мадиярова Д.М. Экономическое развитие стран евразийской интеграции / под ред. Г. П. Литвинцевой. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 420 с.
5. «ВНИПИнефть» ААҚ мәліметтері 2015-2016 жж.
6. Зуев А. Шесть столпов нефтехимии // <http://cdu.ru/catalogaog/mintop/infograf/112012/>
7. Яшева Г.А. Кластерная концепция повышения конкурентоспособности предприятий в контексте сетевого сотрудничества и государственно-частного партнерства. – Витебск: УО «ВГТУ», 2010. – 373 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВНУТРЕННЕЙ И ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ В ТОО «МУНАЙКОЛИК»

Н.Т. Белшер, А.Б. Джетписова

Алматы Менеджмент Университет, Казахстан, Алматы
mab.atyrau@gmail.com

Любая организация сталкивается с необходимостью принятия решений на ежедневной основе. Влияние организационных решений может быть долгосрочным и далеко идущим, или оно может быть кратковременным и практически незаметным. Независимо от результатов решения, кто-то должен взять на себя ответственность за это.

Ключевые слова: Организация, организационные решения, принятие решений, ответственность.

Күнделікті негізде кез келген ұйым шешімдер қабылдау қажеттігіне бетпе-бет келіп отыр. Ұзақ мерзімді немесе қысқа уақытты және іс жүзінде мүмкін болса, әрі алыс ұйымдастырушылық шешімдер ықпалы болу мүмкін. Шешім нәтижесіне қарамастан жауапкершілікті біреу өзіне алуы тиіс.

Түйінді сөздер: ұйым шешімдер, шешімдер қабылдау, ұйымдастырушылық шешімдер, жауапкершілік.

Any organization faces the need to make decisions on a daily basis. The impact of organizational decisions can be long-term and far-reaching, or it can be short-term and virtually invisible. Regardless of the outcome of the decision, someone has to take responsibility for it.

Keywords: Organization, decisions, organizational decisions, responsibility.

Стратегический уровень принятия решений обеспечивает результат стратегических целей, определяют надобности оценки факторов внешней и внутренней среды.

На корректном уровне решаются вопросы среднего уровня, которые представляют собой противоречия между среднесрочными целями организации и ее текущим состоянием.

На оперативном уровне решаются проблемы нижнего уровня, возникающие регулярно и нуждающиеся в принятия непрерывных решений, локализованных временными рамками.

Уровни принятия стратегических решений в ТОО «МУНАЙКОЛИК» могут быть представлены намеченным образом (рисунок 1).



Рис. 1- Уровни принятия управленческих решений в компании
Примечание: построено автором

Таким образом, общий анализ качества принятия управленческих решений в компании при определении стратегических ориентиров бизнеса находится, по мнению сотрудников, на среднем уровне.

По наблюдениям автора, стиль принятия управленческих решений в отношении определения стратегических ориентиров в компании можно охарактеризовать как рискованный, он характеризуется высоким уровнем придумывания и предложения вариантов, чем их обдумыванием и взвешиванием всех «за» и «против».

Зачастую имеет место неэффективное доведение управленческих решений до исполнителей: недостаточно четкая формулировка решения; плохое слушание со стороны исполнителя; отсутствие у исполнителя необходимых для реализации решения условий и средств; отсутствие необходимой аргументации решения со стороны руководителя.

В общем случае перед транспортной компанией компанией стоят следующие основные стратегические альтернативы: ограниченный рост, рост, сокращение, а также комбинация этих стратегий.

«Стратегии ограниченного роста» руководствуется большинство организаций в цивилизованных государствах. К «стратегии сокращения» прибегают чаще всего в том случае, когда показатели деятельности компании продолжают изменяться к худшему, присутствие финансовом регрессе либо попросту с целью сохранения бизнеса/компании «Стратегии сочетания всех альтернатив» придерживаются крупные строительные фирмы, активно действующие в нескольких отраслях [1].

Определенные специалисты транспортной отрасли считают, что разработка и корректировка стратегии развития компании необходимо принимать, в условиях постоянных изменений с учетом специфики ведения бизнеса,

Распространенной стратегией является также «стратегия снижения издержек» [56], которая предполагает постоянный «анализ цепочки операционных затрат», их контроль и регулирование.

Результаты наблюдения за деятельностью ТОО «МУНАЙКОЛИК» показывают, что с 2017 г. компания стремится быть прибыльной, проникнуть на рынок с учетом имеющихся партнерских связей, контролируя расходные издержки. На данном этапе компания столкнулась с уменьшением объема от заказчиков по сравнению с прошлым периодами.

В связи с чем, встал вопрос о корректировке стратегии развития компании.

Получение объема от крупных недропользователей в регионе, но при этом, имея слабый ресурсный фактор – как устаревшая техника, компания вносит корректировки в свои стратегические направления.

Важным для ТОО является также качество предоставляемых клиентам работ и услуг. В целом в ТОО преобладает комбинированная стратегия с элементами сокращения и стратегии снижения издержек. Такая стратегия принимается тогда, когда транспортная компания ощущает проблемы сохранения доли рынка, не уверена в своем будущем. Она предлагает рынку товары и услуги, не отличающиеся по своим характеристикам от подобных услуг соперников, за исключением одного фактора – более низкой цены.

В компании принято решение о привлечении консультантов, для корректировки Видения и миссии.

По итогам работы 2 месяцев организовано обучение для топ-менеджеров и сопровождение проекта по внедрению Интегрированной системы менеджмента качества. Таким образом, руководство сделало себе вызов.

1. Тема: «Диагностика бизнес-процессов», 4-5 октября, 2018г
2. Тема: «Обучение по подготовке к внедрению Системы менеджмента качества», 12-13 октября, 2018г
3. Тема: «Постановочный процесс: «Коммуникационная карта», 6-7-8 ноября, 2018г
4. Тема: «Регламентирование бизнес-процессов», 15-17 ноября, 2018г
5. Тема: «Предварительный аудит – начало декабря 2018г
6. Тема: «Аудит сертификационный – март, 2019г

В процессе обучения, сформирована новое содержание миссии ТОО «Мунайколик»: «*Мы - помогаем легко и комфортно добывать энергию!*» [2].

Видение ТОО «Мунайколик» гласит: «Во главу отношений с клиентами - мы ставим их интересы. Мы стремимся, чтобы любой клиент обратившийся, к нам остался удовлетворен услугой и оставался нашим постоянным клиентом. Нами движет стремление понять наших клиентов и оказать им содействие».

В Политике руководства предприятия прослеживается видение, направленное на постоянное улучшение качества работ и услуг, соответствующей требованиям и ожиданиям потребителей, а также на удовлетворение заинтересованных сторон:

1. Потребителя - от которого зависит деятельность организации;
2. Персонала – заинтересованного оказывать качественную и безопасную услугу;
3. Поставщика – который заинтересован в долгосрочной и стабильной работе с нами;
4. Собственника – который способствует развитию успешного бизнеса. [2].

Определены ценности компании. Ценностями/этическими принципами считаются значимые составляющие, какими владеет организация, такие как компетентность, креативность, клиентоориентированность и т.п. Все принципы нужно учитывать и неукоснительно соблюдать.

Согласно системы сбалансированных показателей (стратегическая карта бизнес-процессов), сформулированы дерево целей.

Главными составляющими внутренней среды (внутреннего окружения проекта) являются: организационная структура; объем оказываемых услуг; обеспеченность техникой, резервные мощности (аутсорсинговые компании), местонахождение объектов заказчика и наличие инфраструктуры; экология производства; уровень внутреннего контроля качества, издержки и качество технологий; лицензии и т.п.; потенциал, квалификация, количественный состав работников, производительность труда, текучесть кадров, стоимость рабочей силы; качество продукции и услуг; финансовая устойчивость и платежеспособность, и другие. Компания руководствуется комбинированной стратегии сокращения и уменьшения потерь присутствие беспомощности концепции стратегического планирования. Методом PEST-анализа автором совместно с маркетинга и снабжения компании выявлены следующие факторы внешней среды ТОО «МУНАЙКОЛИК» (таблица 1).

Таблица 1. Факторы внешней среды ТОО «МУНАЙКОЛИК» (PEST-анализ)

1. Политико-правовые	2. Экономические
1.1. Государственная поддержка малого предпринимательства в РК.	2.1. Высокая динамика развития отрасли.
1.2. Заинтересованность государства в развитии транспортной отрасли.	2.2. Высокая динамика развития рынка транспортных услуг в Атырауской области, ужесточение конкуренции.
1.3. Изменения в законодательстве, утверждение стандартов и требований к качеству.	2.3. Низкая рентабельность бизнеса.
3. Социально-культурные	4. Технологические

3.1. Недостаточный опыт стратегического планирования в отрасли. 3.2. Дефицит ИТ-специалистов в отрасли. 3.3. Дефицит проектных менеджеров.	4.1. Необходимость соответствия международным стандартам качества (сертификация ИСО 9001) 4.2. Востребованность проектного управления. 4.3. Наличие на рынке прогрессивной техники.
Примечание: составлено автором	

Для того чтобы получить комплексную оценку бизнес-среды компании и ситуации на рынке, использован SWOT-анализ - определение сильных и слабых сторон компании, а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды) (таблица 2).

Таблица 2. SWOT-анализ ТОО «МУНАЙКОЛИК»

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ (S)	СЛАБЫЕ СТОРОНЫ (W)
<ul style="list-style-type: none"> - является структурным подразделением крупного холдинга, что обеспечивает объем работы на 80%; - соотношение цена-качество оказываемых услуг - наличие спроса и востребованность данной услуги в регионе; - подготовка к внедрению ИСО-9001 по 3 стандартам; - вовлеченные сотрудники; - продажа устаревшей техники и приобретение взамен новых машин 	<ul style="list-style-type: none"> - наличие старого парка техники с низкой рыночной стоимостью; - погрешности в системе стратегического планирования; - наличие погрешности в стратегии развития компании. - зависимость от сервиса аутсорсинговых компаний - недостаточный спектр оказываемых услуг ввиду наличия старого парка техники
ВОЗМОЖНОСТИ (O)	УГРОЗЫ (T)
<ul style="list-style-type: none"> - получить сертификат ИСО-9001 до конца 2019г; - расширение доли рынка до 10%. - расширение спектра транспортных услуг - увеличение прибыли за счет расширения спектра услуг 	<ul style="list-style-type: none"> - увеличение количества аварий, в связи с изношенностью машин ; - высокий уровень конкуренции.
Примечание: составлено автором	

По результатам SWOT и PEST анализа можно сформулировать выводы и рекомендации к действию, основными из которых являются целесообразность регламентации системы стратегического планирования в компании.

При организации внутреннего взаимодействия в компании ТОО «МУНАЙКОЛИК» вопросы стратегического планирования до конца не регламентированы, поэтому при решении сложных вопросов внутриорганизационное взаимодействие строится, с одной стороны, на повышенной значимости иерархии, неукоснительном следовании указаниям руководства, а с другой - на неформальных связях между сотрудниками.

Между тем, для транспортной компании внутриорганизационное взаимодействие имеет огромное значение, так как в процессе подготовки и реализации бизнес-планов и проектов руководитель постоянно вступает в отношения с собственниками, сотрудниками из разных подразделений: заместители директора, бухгалтерия, отдел эксплуатации, отдел маркетинга и снабжения.

Соответственно, руководитель (менеджер) при таком количестве участников обязан владеть конкретным набором профессиональных и личных компетенций:

- знание процессов, этапов и инструментов стратегического планирования;
- знание технологии карт оказываемых работ, разрешительной документации, ценообразования в строительстве;

- знание основ современного менеджмента;
- умение вести комплексные и проблемные переговоры;
- владение современными технологиями ИТ;
- лидерские качества и многое другое.

В ТОО внедряется культура внутриорганизационного взаимодействия, основанная на системе корпоративных ценностей. Но, тем не менее, присутствуют факторы отношения к бизнесу как к «механизму», а к работникам как к взаимозаменяемым «гайкам и винтикам». На MBA программе обучатся 3 топ-менеджера, что позволяет делать эволюционные изменения в корпоративной культуре компании.

Литература

1. Коно Т. Стратегия и структура японских корпораций [Текст] / Пер. с англ. -М.: Экономика, 1987. -387 с.
2. Стратегия развития предприятия ТОО «Мунайколик», 2018г.

УДК 331.1

РОЛЬ РАЗРАБОТКИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНА РАЗВИТИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Н. Дженгарин, А.Б. Джетписова

Алматы Менеджмент Университет, Казахстан, Алматы
mab.atyrau@gmail.com

В условиях высококонкурентной среды на рынке комплексного управления отходами наибольшую эффективность показал стратегический подход к управлению этими технологически и организационно сложными бизнес-системами. В основе данного процесса лежит понятие стратегический план развития.

Ключевые слова: Стратегия, стратегическое планирование, разработка плана, инструменты.

Қалдықтарды басқару осы күрделі технологиялық және ұйымдық тұрғыдан ең тиімді басқару высококонкурентной ортаны жағдайында нарығында стратегиялық бизнес жүйелері кешенді көзқарас көрсетті. Осы процестің стратегиялық даму жоспары ұғымы негізінде жатыр.

Түйінді сөздер: Стратегия, стратегиялық жоспарлау, жоспарын әзірлеу, құрал-саймандар.

In a highly competitive environment in the integrated waste management market, a strategic approach to managing these technologically and organically complex business systems has proved most effective. The process is based on the concept of a strategic development plan.

Keywords: Strategy, strategic planning, plan development, tools.

Процесс управления предприятием достаточно динамичен и сложен. При этом, важнейшую роль играет стратегическое планирование как гибкий инструмент, который позволяет компании оперативно и адекватно реагировать на изменения [1].

Важнейшую роль в определении перспективных целей компании и выработке инструментов их достижения выполняет стратегическое планирование.

Стратегические интересы современных компаний заключаются в адаптации к влиянию внешнего окружения и поддержанию устойчивости развития. Чем сильнее проявляется динамика факторов внешней среды и выше неопределенность, тем важнее проблема разработки и реализации стратегического плана для предприятия [2].

Рассмотрим основные функции и сопутствующие им задачи стратегического планирования.

Во-первых, анализ среды компании:

- Определение потенциальных угроз и возможностей макро- и микросреды, оценка сильных и слабых сторон предприятия (SWOT-анализ и др.):

- Изучение влияния факторов внешней среды: на предприятие, отрасль, рынок, будущую и текущую стратегии;

- Определение и изучение целевой аудитории предприятия;

- Анализ конкурентной позиции компании;

- Оценка внутренней среды компании: сильных, слабых сторон с позиции финансового, производственного, инновационного, инвестиционного, технического, организационного, технологического, кадрового и творческого потенциалов [3].

Во-вторых, разработка миссии и определение целей:

- Планирование направлений деятельности и обоснование выбранных направлений;

- Формирование корпоративной цели и системы стратегических целей;

- Формирование системы показателей по данным целям.

В-третьих, разработка стратегии:

- Определение множества альтернативных стратегических направлений развития;

- Выбор оптимальной стратегии развития предприятия;

- Разработка функциональных стратегий;

- Разработка корпоративной стратегии;

- Разработка конкурентных стратегий.

В-четвертых, реализация стратегии на практике:

- Формализация корпоративной стратегии посредством сбалансированной системой показателей;

- Дальнейшее каскадирование сбалансированной системы показателей на уровне функциональных подразделений предприятия;

- Создание системы бюджетирования на оперативном и стратегическом уровнях;

- Интеграция системы бюджетирования и сбалансированной системы показателей;

- Ресурсное обеспечение реализации стратегии;

- Реализация стратегических изменений;

- определение источников финансирования [4].

В-пятых, контроль за реализацией стратегии:

- Контроль сбалансированной системы показателей;

- Контроль интегрированной в бюджеты сбалансированной системы показателей;

- Корректировка при необходимости.

Сбалансированная система показателей – это система управления, позволяющая менеджменту предприятия:

- переводить стратегические цели компании в план оперативной деятельности подразделений и ключевых сотрудников;

- оценивать результаты деятельности с позиции реализации стратегии с помощью ключевых показателей эффективности [5].

Цель сбалансированной системы показателей – предоставление в условиях жесткой конкуренции руководителю инструмента управления.

Задачи сбалансированной системы показателей:

- конкретизация стратегии предприятия;

- перевод общей стратегии в термины операционного процесса;

- трансформация миссии в конкретные, измеримые задачи и показатели;

- контроль и планирование достижения стратегических целей организации [6].

Цели внедрения сбалансированной системы показателей могут быть различными в зависимости от стратегических целей предприятия, направления его деятельности и иных особенностей.

Традиционно считается, что стратегическое планирование находится в зоне ответственности топ-менеджмента компании, но международный опыт свидетельствует о том, что крайне важно придерживаться принципа открытости в управлении и по возможности привлекать к процессу планирования руководителей подразделений, специалистов, и даже представителей партнеров, поставщиков, потребителей, что при определенных условиях повышает эффективность планирования [7].

Таким образом, стратегическое планирование в современных условиях выступает значимым элементом производительности предприятия. Недопонимание сущности и важности стратегического планирования может привести к снижению экономических показателей компании, усилению воздействия рисков и снижению конкурентоспособности предприятия. Стратегический план дает четкое представление о возможных направлениях развития компании, а также позволяет оперативно реагировать на изменения внешней среды. Отсутствие стратегического плана или формальный подход к данному процессу лишает компанию возможности адаптироваться к внешней среде и способствует возникновению в перспективе серьезных проблем в управлении.

Литература

1. Королев Н.М., Степанова Л.Д. Разработка стратегического плана организации // Политика, экономика и инновации, №2 (19), 2018. С. 15-19.
2. Хуссейн Л. Роль стратегического планирования в развитии производительности предприятия // Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика, №1 (23), 2018. С. 98-103.
3. Шичиях Р.А., Сычанина С.Н., Смоленцев В.М. Современный стратегический анализ. – Краснодар: КубГАУ, 2015. — 252 с.
4. Резанов В.К., Дюйзен Е.Ю. Стратегическое планирование устойчивого развития компании на основе ре-сурсно-рыночного подхода. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2015. — 209 с.
5. Мамагулашвили Д.И., Лашманова Н.В., Сыроватская О.Ю. Применение системы сбалансированных показателей при стратегическом развитии предприятий // Вестник ТвГУ. Серия «Экономика и управление», №4, т.2, 2014. С. 216-224.
6. Каплан Р., Нортон Д., Сбалансированная система показателей, М., Олимп. Бизнес, 2016. 525 с.
7. Кавенькин А.А. Стратегическое управление предприятием // Актуальные проблемы авиации и космонавтики, том 2, 2016. С. 495-497.

РОЛЬ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОРГАНИЗАЦИИ

А. Ахметкалиев, А.Б. Джетписова

Алматы Менеджмент Университет, Казахстан, Алматы
mab.atyrau@gmail.com

Совершенствование организации управления является базовой задачей любой организации. При этом качество принятых управленческих решений определяется на основании обратной связи, полученной в виде данных системы управленческой отчетности.

Ключевые слова: совершенствование, решения, стратегия, инструменты

Кез келген ұйымның басқару ұйымдастыруды жетілдіру базалық міндеті болып табылады. Бұл ретте кері байланыс түрінде алынған қабылданған басқарушылық шешімдердің сапасы басқарушылық есептіліктің жүйесіндегі деректер негізінде айқындалады.

Түйінді сөздер: стратегия, аспаптар, шешімі, жетілдіру

Improving the management organization is the basic task of any organization. The quality of management decisions is determined on the basis of feedback obtained in the form of management reporting system data.

Keywords: Improvement, solutions, strategy, tools

Импульсом управленческого решения выступает необходимость нивелирования, минимизации актуальности либо решения проблемы: приближение текущих параметров объекта к целевым.

Критерий выбора – это тот или иной необходимый признак, показатель, характеристика, на основе которого осуществляется выбор и сравнение альтернатив, и который может привести к разрешению проблемной ситуации.

К управленческим решениям предъявляются требования:

- соответствие требованиям целеполагания и принципам планирования;
- эффективность процесса выработки решения;
- законность, то есть, соответствие решения действующим законодательным и нормативным актам;
- оптимальность, которая предполагает определение в каждой ситуации оптимального варианта в соответствии с критериями эффективности с учетом имеющихся ограничений;
- своевременность, предполагающая выбор оптимальных моментов принятия и исполнения, обеспечивающих эффективность;
- полномочность: наличие у субъекта управления необходимых правовых полномочий, которые позволяют принимать соответствующие управленческие решения.

Управленческие решения могут быть классифицированы по различным признакам. Рассмотрим общепринятую классификацию:

(а) по функциональному содержанию:

- контролирующие;
- плановые;
- организационные;
- прогнозирующие.

(б) в зависимости от организации разработки решений:

- индивидуальные;
- коллективные.

- (в) по типу решаемых задач:
 - организационных;
 - технических;
 - экономических;
 - технологических;
 - экологических.
- (г) по уровням иерархии систем:
 - на уровне системы;
 - на уровне подсистем;
 - на уровне отдельных элементов системы.
- (д) по характеру целей:
 - стратегические;
 - тактические;
 - оперативные, или текущие.
- (е) в зависимости от подходов к принятию управленческого решения:
 - рациональные, связанные со сложными ситуациями внутри организации, основанные на тщательном анализе;
 - основанные на определенных суждениях на базе ретроспективных данных, предыдущего опыта;
 - интуитивные, основанные на внутреннем убеждении менеджера;
 - экспертные, которые с использованием экспертных оценок, разработки ситуационных моделей и сценариев.

Г. Саймоном предложена «рациональная модель принятия решений», в рамках которой можно условно разделить процедуру принятия управленческого решения на три этапа:

- разведывательная деятельность;
- проектирование;
- выбор.

Разведывательная деятельность предполагает:

- (а) во-первых, осознание проблемы как нечто сложного, что требует разрешения. Выработка решения побуждается возникшей проблемой.
- (б) во-вторых, формулировку и конкретизацию проблемы, ее уточнение и определение, изложенное в лаконичных и емких формулировках.
- (в) в-третьих, целеполагание, то есть, определение критериев и целей, которым должно удовлетворять принимаемое решение.

Далее осуществляется проектирование – выработка вариантов принятия управленческого решения.

Выбор предполагает:

- (а) оценку имеющихся вариантов: сравнение заданных критериев, требований, альтернатив, возможных решений на основе требований оптимальности и эффективности с учетом рисков и побочных эффектов;
- (б) принятие решения: выбор руководителем конкретного варианта решения.

При этом, если имеющиеся варианты решения не удовлетворяют поставленным задачам, требуется корректировка проблемы и ее переопределение, проведение целеполагания заново. Схематично данный процесс представлен в виде круговой модели принятия решений Г. Саймона (рис.1).

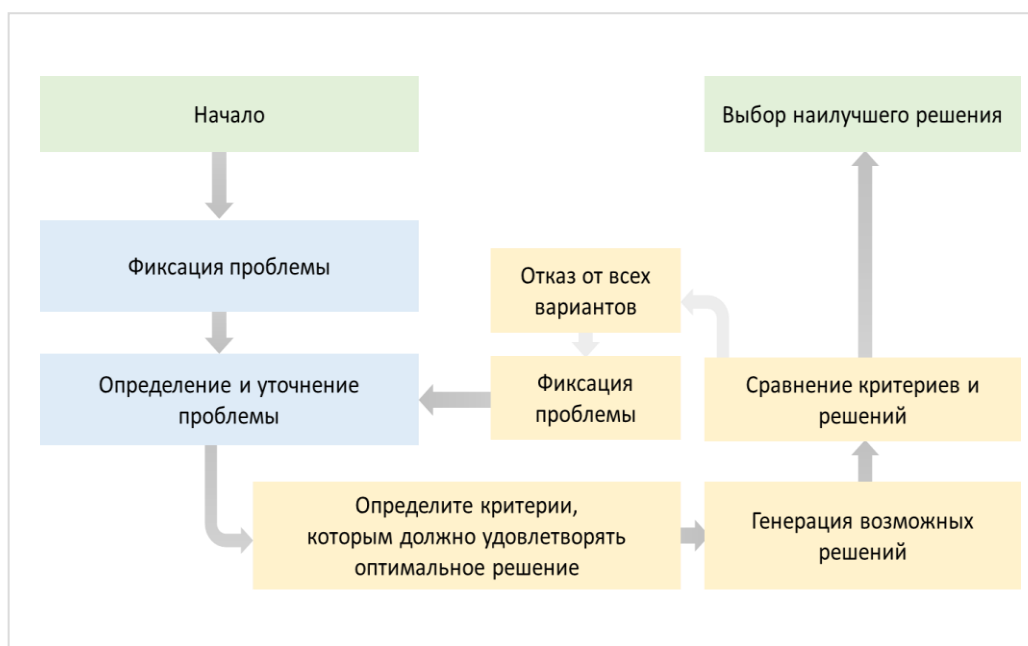


Рис. 1 «Круговая модель принятия решений» Г. Саймона

В практике менеджера существует множество инструментов, позволяющих оптимизировать процесс принятия решения. Это способы наглядного представления, визуализации проблемы и ее дальнейшего разрешения.

Стиль принятия управленческих решений зависит не только от выбранных методов и индивидуальных психологических характеристик управленца, но и от того, в каком регионе располагается предприятие, какие ценности разделяются в данной стране, какие линии поведения поощряются, какие приняты моральные нормы.

Однако современный мир меняется стремительно, предъявляет предприятиям все новые требования. И чтобы успешно функционировать и развиваться, компании должны адекватно отвечать на вызовы времени. В связи с этим, применяются теоретические концепции и модели менеджмента, в частности, и в сфере теории принятия решений.

Современная теория принятия решений большое внимание уделяет вопросам системного подхода, проблематике горизонтов планирования, современным методам управления:

- При системном подходе проблемный вопрос будет рассмотрен и проанализирован всесторонне, во взаимосвязи с иными важными факторами и объектами, интегрированными в систему, единое целое в функционировании проблемного узла, действие которых определенным образом влияет на решение проблемы.

- Проблема горизонта планирования представляет собой продолжительность периода, на который рассчитано принятие решения.

- В настоящее время при принятии решений на стратегическом уровне предприятия может применяться весь инструментарий методов современной прикладной математики, которые используются для оценки и анализа ситуации в дальнем и ближнем окружении компании (к примеру, ситуации у конкурентов и на рынке, положение дел у поставщиков предприятия и его смежников,) и прогнозирования при определении целей, разработке вариантов решений и выбора наилучшего из них. Это методы сверки критериев, методы оптимизации (математического программирования), интерактивные автоматизированные системы.

Кроме того, при принятии решений применяются методы анализа данных, вероятностно-статистические модели, имитационное моделирование, основанное на компьютерных системах, модели надежности и массового обслуживания, метод

статистических испытаний (Монте-Карло), статистические (эконометрические) методы (к примеру, методы выборочных исследований).

Также все большую популярность приобретает контроллинг - концепция системного управления предприятием, целью которой выступает обеспечение долгосрочного и эффективного существования организации.

Литература

1. Крогерус М., Чепелер Р., Книга решений. 50 моделей стратегического мышления, Олимп-Бизнес, -М: 2016. 76 с.

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ В СФЕРЕ БУРЕНИЯ И ОЦЕНКА ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ПРИМЕРЕ (ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИЕ»)

Н.Т. Гусманов, А.Б. Джетписова

Алматы Менеджмент Университет, Казахстан, Алматы

Инновация — представляет собой внедрённое новшество, которое обеспечивает качественный рост эффективности продукции или процессов, которые востребованы рынком. Развитие технических и организационных решений, совершенствование основных принципов управления создают условия для обновления процессов воспроизводства на предприятиях и дают дополнительный импульс для их последующего экономического роста. ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИЕ» является ведущей буровой компанией с существенным передовым опытом работ (в первую очередь, связанным с горизонтальным бурением) на месторождениях Казахстана, в том числе с высоким пластовым давлением и наличием сероводорода. Это позволило компании накопить опыт работ по бурению в сложных геологических условиях. При этом, стратегия развития компании предполагает последовательное качественное и эффективное внедрение инноваций. Таким образом, в статье будет рассмотрено внедрение инноваций в сфере бурения и оценка инновационной деятельности на примере ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИЕ».

Ключевые слова: инновации, бурение, буровые установки, горизонтальное бурение, система верхнего привода.

Инновация - бұл нарықта сұранысқа ие өнімдер мен процестердің тиімділігін сапалы жоғарылатуды қамтамасыз ететін енгізілген инновация. Техникалық және ұйымдастырушылық шешімдерді әзірлеу, басқарудың негізгі принциптерін жетілдіру кәсіпорындарда көбею процестерін жаңарту үшін жағдай жасайды және олардың кейінгі экономикалық өсуіне қосымша серпін береді. «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИ» СБП »ЖШС - бұл Қазақстанның кен орындарында, оның ішінде коллектордың жоғары қысымымен және күкіртсутегінің қатысуымен, алдыңғы қатарлы тәжірибесі бар (ең алдымен көлденең бұрғылауға қатысты) жетекші бұрғылау компаниясы. Бұл компанияға қиын геологиялық жағдайларда бұрғылау тәжірибесін алуға мүмкіндік берді. Сонымен бірге, компанияның даму стратегиясы инновацияларды дәйекті сапалы және тиімді енгізуді көздейді. Осылайша, мақалада бұрғылау саласындағы инновацияларды енгізу және «KAZMUNAIGAS-DRILLING» ЖШС мысалында инновациялық қызметті бағалау қарастырылады.

Түйінді сөздер: инновация, бұрғылау, бұрғылау қондырғылары, көлденең бұрғылау, жоғарғы жетек жүйесі. Түйінді сөздер: инновация, бұрғылау, бұрғылау қондырғылары, көлденең бұрғылау.

Innovation - is an introduced innovation that provides a qualitative increase in the efficiency of products or processes that are in demand by the market. The development of technical and organizational solutions, the improvement of basic management principles create the conditions for updating the reproduction processes in enterprises and provide an additional impetus for their subsequent economic growth. SBP KAZMUNAIGAS-BURENIE LLP is a leading drilling company with significant advanced experience (primarily related to horizontal drilling) in Kazakhstan's fields, including with high reservoir pressure and the presence of hydrogen sulfide. This allowed the company to gain experience in drilling in difficult geological conditions. At the same time, the development strategy of the company involves consistent high-quality and effective implementation of innovations. Thus, the article will consider the introduction of innovations in the field of drilling and the evaluation of innovative activity on the example of SBP KAZMUNAIGAS-DRILLING LLP.

Key words: innovation, drilling, drilling rigs, horizontal drilling, top drive system.

Инновационное развитие нефтегазового сектора экономики Казахстана связана с состоянием дел на мировом рынке и в стране. Поиск дополнительных источников напрямую связан с заявленными направлениями научно-технического развития, в числе которых: рост эффективности разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами для повышения нефтегазоизвлечения; рост эффективности геологоразведочных работ; рост эффективности доразведки месторождений в обводненных зонах с остаточными запасами нефти; повышение потенциальной продуктивности низко- и среднедебитных скважин, как на стадии внедрения, так и на стадии эксплуатации; повышение качества строительства и интенсификация скважин большой глубины; повышение продуктивности скважин с низкопроницаемыми коллекторами [7].

В Республике Казахстан особенностью развития инновационной деятельности в нефтегазовой сфере на современном этапе является то, что наиболее значимый объем инвестиций приходится преимущественно на определенный сегмент производственного процесса, в частности, на разведку и добычу, а не на фундаментальные исследования [12]. Другой особенностью является то, что на рынок Казахстана активно продвинулись ведущие мировые инжиниринговые компании и лицензиары, которые обладают значительным финансовым потенциалом. Это привело к резкому росту количества импортного оборудования при модернизации производства в нефтегазовой отрасли.

На протяжении 90-х гг. нефтегазовая отрасль страны испытывала дефицит инвестиционных ресурсов, что повлекло за собой превышение динамики уровня добычи над приростом разведанных запасов [12]. Другой особенностью развития отрасли в данный период была связана с тем, что нефтегазовая промышленность Казахстана стала объектом внимания западных компаний, что позволило компаниям в сжатые сроки освоить технологии гидродинамического и геологического моделирования, сейсморазведки, гидроразрыва пласта и горизонтального бурения.

На 2019 год основная добыча углеводородов в Республике Казахстан опирается на природные ресурсы месторождений Тенгиз и Карашыганак, где большинство месторождений было открыто еще в советское время. Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности Казахстана в значительной мере зависит от использования высокоэффективных инновационных технологий [1]. Трудности в инновационном развитии связаны с тем, что нефтегазодобывающие предприятия являются сложным комплексом различных сооружений основного и вспомогательного назначения, которые обеспечивают большое количество функций: добычу, сбор, транспортировку нефти; сбор и очистку нефтяного газа; подготовку для закачки в пласт пластовой и пресной воды, которые используются в системах поддержания пластового давления [6].

Данная особенность связана с появлением сервисных предприятий наряду с собственно нефтегазодобывающими предприятиями, основным направлением деятельности которых является оказание услуг, специфических для нефтегазового сектора – геологоразведочных, геофизических, буровых и прочих работ. Основными направлениями технологического и научно-технического сервиса в нефтегазовом секторе являются [2]: геофизические и геологические работы; буровые работы; оценка потенциала и ресурсов моря и суши; геофизические исследования в скважинах; эксплуатация и разработка нефтепромысловых труб; капитальный ремонт скважин; монтаж; инжиниринг, производство программных продуктов для оптимизации разработки и мониторинга месторождений; производство нефтегазового оборудования.

В связи с меняющейся структурой запасов нефти ежегодно возрастает количество скважин, чья эксплуатация нерентабельна из-за высокой обводненности или низкого дебита продукции [7]. В перспективе количество обводненных и малодебитных скважин будет расти, причем заметно противоречие: с точки зрения экономики такого рода скважины следует останавливать, однако это приведет к значительному снижению конечной нефтеотдачи путем безвозвратной потери большого количества нефти. Рациональным путем решения данной проблемы активное внедрение эффективных методов повышения продуктивности скважин, которые зарекомендовали себя в практике разработки месторождений.

Большая часть нефтедобывающих предприятий не заинтересовано экономически в применении обширного спектра методов, которые направлены на повышение производительности реанимируемого и действующего фонда скважин. Большое количество разрабатываемых нефтяных месторождений находится в завершающей стадии разработки, что объясняет рост фонда бездействующих скважин. Особого внимания в этой связи заслуживает вовлечение бездействующих скважин и широкое вторичных способов нефтеотдачи пластов.

На основании анализа инновационных процессов в мировом нефтегазовом комплексе, в различных исследованиях [3] указаны следующие наиболее значимые технологические инновации в бурении скважин (таблица 1).

Таблица 1 - Технологические инновации в бурении скважин

Сегмент нефтегазового комплекса	Технологические инновации
Бурение скважин	Горизонтальное бурение Гидроразрыв пласта смесью CO ₂ и песка Змеевиковые трубы Телеметрическая система определения параметров в процессе бурения Многостороннее бурение Бурение на морских шельфах Пневматическое бурение Бурение малогабаритных скважин Синтетические буровые растворы

Мировой опыт показывает, что ориентация на применение высокоэффективных технологий (в первую очередь, горизонтальное бурение) в условиях освоения нефтяных

месторождений позволяет в два-три раза снизить издержки, связанные с их разведкой и добычей [19].

В исследовании С.Е. Палкина [5] отмечается, что в настоящее время около 17% добычи нефти в Казахстане обеспечивается в результате внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов, при этом 2/3 дополнительной добычи приходится примерно в равных долях на гидроразрыв пласта и физико-химические методы. В целом к концу этого десятилетия прогнозируется увеличение добычи нефти за счет внедрения методов увеличения нефтеотдачи примерно на 25%. По мнению М. Каратаева [13], потенциальные возможности научно-технического прогресса в средних условиях нефтедобывающей отрасли Казахстана могут быть оценены в 20-30% сокращения капитальных вложений при фиксированном уровне добычи нефти.

Важным направлением в нефтегазодобывающей отрасли являются инновационные технологии бурения скважин. К таким технологиям относятся: горизонтальные скважины; многоствольное бурение; роторное бурение; автоматизированный буровой комплекс. Первенство в инновационном развитии данных направлений, на сегодняшний день, принадлежит западным странам, интенсивно осваивавшим эту технологию и достигшим эффекта, который качественно превосходит все известные методы воздействия на продуктивный пласт. Следует учитывать, что освоение новых месторождений без применения технологий, которые основаны на методе горизонтального бурения, проблематично [8].

По прогнозам авторов [19], на ближайшие два десятилетия методы горизонтального бурения приобретут статус технологий, которые обеспечивают экономический рост в отрасли. Только в Соединенных Штатах Америки ежегодно строятся до 1000-1500 подобных скважин в год и в скором время могут даже отказаться от строительства скважин вертикального бурения.

Основной тенденцией в горизонтальном бурении в настоящее время является комбинирование профилей со средним и большим радиусом участка искривления для улучшения дренажа коллектора. При этом 1 км вертикальной глубины соотносится с 6 км горизонтального участка.

В работе Р.Х. Муслимова [4] отмечены следующие приоритетные инновационные направления в области разработки горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважинам:

- бурение новых стволов (горизонтальных или наклонных) и бездействующих скважин для ввода простаивающих нефтедобывающих объектов в эксплуатацию;
- проходка стволов скважин для повышения нефтеотдачи пластов месторождений;
- разобщение пластов при креплении скважин для улучшения нефтеотдачи пластов.
- ввод в эксплуатацию остаточных запасов нефти для реанимации месторождений, которые находятся в поздней стадии добычи углеводородов;
- персонала и надежности оборудования при тех же капитальных затратах.

Увеличение числа горизонтальных скважин, повышение уровня безопасности при строительстве газовых и нефтяных скважин, повышение требований по сокращению времени бурения, обусловило интерес к данной технологии. Одним из инструментов горизонтального бурения является верхний силовой привод.

Повышение спроса на данную технологию обусловлено несколькими факторами [9]. Среди наиболее важных — совершенствование и обновление парка буровых установок, повышение сложности планируемых скважин, в первую очередь с учетом горизонтальных скважин и требований к повышению их производительности. Сосредоточенность на охране труда и безопасности, обеспечении качества и охране здоровья также являются важными факторами, так как верхний привод дает возможность отвести персонал от потенциальной опасности.

В Казахстане, России и других странах СНГ ценность работы с верхними приводами постоянно растет. Операторы установок, принимая это во внимание, включают в

требования, связанные с бурением, использование все больше верхних приводов. Использование данной технологии имеет много преимуществ. В первую очередь, с использованием систем верхнего привода можно бурить участки длиной от 20 до 30 метров, если при обычном бурении максимальная длина бурения ограничена длиной трубы — до 10 метров. Использование систем верхних приводов увеличивает срок службы оборудования, благодаря улучшенным условиям работы, в первую очередь в связи с охлаждением и смазкой частей. Это приводит к снижению расходов по эксплуатации [19]. Верхние приводы также гарантируют большую безопасность, потому что при обычном бурении, буровая бригада управляет элеваторами вручную, что может приводить к риску возникновения аварий.

ТОО «СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИЕ» является ведущей буровой компанией с полувековым передовым опытом работ на месторождениях Казахстана, в том числе с высоким пластовым давлением и наличием сероводорода. Инновационное проектирование ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-Бурение», связанное с буровым оборудованием вызвано необходимостью модернизации устаревших систем бурения.

Основные проблемы, с которыми столкнулось предприятие ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-Бурение» является относительно старый парк буровых установок. Дооборудование или усовершенствование до системы с верхним приводом, вызывает следующие сложности:

- сложности с согласованием;
- конструкционные неопределенности;
- устаревание или отсутствие моделей и чертежей.

Данные проблемы вызывают большие затруднения для дооборудования или совершенствования имеющейся установки до внедрения верхнего привода, особенно при удаленности установки.

Существует множество проблем при обновлении старых буровых установок и их оснащение системами верхнего привода, но данные проблемы должны решаться на управленческом уровне, и это позволит ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-Бурение» повысить свою конкурентоспособность.

Верхние приводы позволяют снизить затраты такими способами как. Первый — снижение временных затрат. Возможность непрерывного бурения 30 метров вместо 10 значительно ускоряет выполнение операций. Снизится расход электроэнергии.

В основу данной технологии заложена необходимость производства долговечного и прочного оборудования со значительным запасом надежности. В практике производства и поставок систем верхнего привода есть примеры их эксплуатации свыше 7 лет в экстремальных условиях. Также на СВП используется ряд унифицированных материалов, что позволяет эффективно эксплуатировать и обслуживать парк систем верхнего привода без необходимости создания склада запчастей.

Обучение также жизненно важно для безопасной эксплуатации и получения максимальной эффективности от эксплуатации данной технологии. Квалификация персонала позволяет дает возможность инструктировать клиентов, во время проведения различных операций [5].

Данная технология, является крайне важной в исследуемой отрасли благодаря ее характеристикам — экономии средств, более безопасных условий работы и соответственно повышения эффективности.

Литература

1. Анисимова Н. М. К вопросу о построении новой энергетической модели в Казахстане. // Научные исследования. – 2016. – №. 3 (4)

2. Дмитриевский А. Н. Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №. 1. – С. 4-9.
3. Журавлев В. А. Управление инновационными проектами. – 2015.
4. Муслимов Р. Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – №. 2. – С. 30-38.
5. Палкин С. Е. Энергетический треугольник: Китай, Россия, Казахстан. // Всероссийский экономический журнал ЭКО. – 2011. – №. 1 (439).
6. Сергеев В. А. Основы инновационного проектирования. – 2010.
7. Темишев О. М. Проблемы производства и газоснабжения в Республике Казахстан. // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – №. 22
8. Эдер Л. В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа. // Бурение и нефть. – 2014. – №. 4. – С. 16-22.
9. RPI: Без интенсивного нового бурения прогнозные планы по объемам добычи недостижимы [Электронный ресурс] <https://rogtecmagazine.com/rpi-без-интенсивного-нового-бурения-про/?lang=ru>
10. Aitzhanova A. et al. A practical approach to oil wealth management: Application to the case of Kazakhstan //Energy Economics. – 2015. – Т. 47. – С. 178-188.
11. Hu B. Oil and gas cooperation between China and Central Asia in an environment of political and resource competition //Petroleum Science. – 2014. – Т. 11. – №. 4. – С. 596-605.
12. Jumadilova S. The Role of Oil and Gas Sector For The Economy of Kazakhstan //International Journal of Economic Perspectives. – 2012. – Т. 6. – №. 3.
13. Karatayev M., Clarke M. L. A review of current energy systems and green energy potential in Kazakhstan //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Т. 55. – С. 491-504.
14. Kudryavtsev S. S., Yemelin P. V., Yemelina N. K. The development of a risk management system in the field of industrial safety in the Republic of Kazakhstan //Safety and health at work. – 2018. – Т. 9. – №. 1. – С. 30-41.
15. Kurmanov N. et al. Innovative activity of small and medium-sized enterprises in Kazakhstan and factors of its development //Економічний часопис-XXI. – 2016. – №. 158. – С. 57-61.
16. Kurmanov N. et al. Labor Activity Motivation in Oil and Gas Companies: The Case of Kazakhstan //Proceedings in ARSA-Advanced Research in Scientific Areas. – 2013. – №. 1.
17. Narbaev T. Project management knowledge discovery in Kazakhstan: Co-word analysis of the field //Proceedings of the 12th International Conference on Intellectual Capital, Knowledge Management & Organisational Learning, IKI-SEA of Bangkok University, Thailand. – 2015.
18. Ostrowski W. Politics and oil in Kazakhstan. – Routledge, 2010.
19. Palazuelos E., Fernández R. Kazakhstan: Oil endowment and oil empowerment [Текст] //Communist and Post-Communist Studies. – 2012. – Т. 45. – №. 1-2. – С. 27-37.
20. Twiss B. C. Managing technological innovation // Longman Publishing Group, 1986

Содержание

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Приветственное слово	
<i>У.С. Карабалин</i>	3
Нефтяная Эмба – вчера, сегодня и завтра	
<i>А.Е.Жаксыбеков</i>	6

СЕКЦИЯ 1

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

120 лет Казахстанской нефти	
<i>А.У. Кушекков, А.Е.Воробьев</i>	12
Опыт разработки, получения и применения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин	
<i>Ф.А.Агзамов, Б.Т.Умралиев, И.Н.Каримов</i>	17
Основные тенденции для решения геотехнологических проблем освоения месторождений	
<i>А.Е.Воробьев, Г.П.Метакса, Е.С.Орынгожин, Ж.Н.Алишева</i>	23
Состояние разработки и выработки запасов нефти из карбонатных коллекторов	
<i>К.А. Воробьев, Д.А. Дронов, А.Н. Соловьев</i>	32
Выбор длительности времени накопления при периодической эксплуатации скважины	
<i>А.С.Галеев, П.А.Ларин, А.М.Нурмухамедов, С.Л.Сабанов, Р.Н.Сулейманов, О.В.Филимонов</i>	34
Обоснование мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и регулированию процесса разработки месторождения Ботакан	
<i>А.С.Абдрахманова</i>	39
Моделирование процесса полимерного заводнения на месторождении Забурунье	
<i>Н.А.Даулетов</i>	46
Текущее состояние разработки месторождения Восточный Макат	
<i>М.М. Елеуов</i>	51
Об эффективности применения горизонтальных скважин для разработки нефтегазовых месторождений	
<i>Г.О.Есенгулова</i>	60
Обзор методов поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, применяемых на месторождениях Западного Казахстана	
<i>Д.Т.Кадырбаев</i>	62
Условия образования асфальто-смолистых и парафиновых отложений в скважинах при добыче нефти	
<i>Ж.Ж.Каримов</i>	66
Анализ эффективности проводимых мероприятий по регулированию процесса разработки на месторождении западная прорва	
<i>З.А. Куангалиев, Г.Ш. Досказиева, Е.Абижанов, А.С.Тышканбаева, Н.Т. Атырауова Г.К.Аухадиева</i>	69
Применение боковых стволов для повышения нефтедобычи	
<i>Д.С.Сабитов</i>	75
Обоснование мероприятий по текущему состоянию и регулированию процесса разработки месторождения Карсак	
<i>С.Н. Смаилов</i>	77
Оценка технического состояния фонда добывающих и нагнетательных	

скважин, системы сбора и подготовки добываемой продукции <i>Г.Е.Суюнгариев, Е.Т. Нурпеисов, К.И.Мухамбеткалиев, М.М.Елеуов</i>	85
Гидродинамические исследования скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов месторождения Тенгиз <i>Г.Е. Суюнгариев, Е.Т. Нурпеисов, Р.А. Умиров</i>	88
Газсұйықтық қоспасының ерекше өзгешеліктері <i>Р.Т.Сулейменова, А.С.Каримова, Т.Аманқосов, Н.Сағитжанов</i>	92
Обоснование мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки месторождения Северный Жолдыбай <i>К.Б. Таласбаев</i>	97
Анализ структуры фонда и производительности скважин Карачаганакского месторождения <i>Д.К.Шалмуханов</i>	103
Применение ушги и техника - технология добычи нефти и газа на месторождении Жанажол <i>А. Н. Бекесов, Ж.Б. Шаяхметова</i>	106
Анализ мероприятий по контролю процесса разработки месторождения Алтыкуль <i>А.А. Өтепов</i>	109
Оборудования применяемые при гидроразрыве пласта <i>А. Балтаханова, Ж.Б. Шаяхметова</i>	114
Вулканогенные глиежи в Кыргызстане <i>А.Е. Воробьев, О.Ш. Шамшиев, Н.Т. Толобаева</i>	122
Поровое давление в нефтяных пластах Эквадора <i>А.Е. Воробьев, Зарума Мартин Торрес</i>	125
Математическая модель и оценка экономической эффективности процесса передачи механической энергии на забой скважины (геолого-разведочной, геотехнологической): проблемы и пути решения <i>В. В. Куликов, В. А. Косьянов, З. М. Назарова, С. М. Попов</i>	128
Оптимизация системы разработки с целью регулирования пластового давления посредством избирательно-очагового заводнения <i>А.С. Марданов, З.А.Куангалиев</i>	135
Методологические аспекты по вопросам применения методов водоизоляции и ликвидации водопритока в скважины <i>З.А. Куангалиев, А.С.Марданов</i>	141
Некоторые проблемы при обустройстве нефтегазовых месторождений на морских акваториях <i>Ж.К. Жантурин, А.Т. Мусрепова</i>	146

Секция 2

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Глеспе мұнай газдарын кәдеге асыру - көмірсутек шикізаттарын тиімді пайдаланудың факторы <i>А. Бағдатқызы, Г.А. Оразова, Э.Б. Жунусова, А.И.Әбілхайыров</i>	149
Исследование структурно-механических свойств сложных водонефтяных эмульсий месторождений Западного Казахстана <i>М.Д. Бисенгалиев</i>	152
Эффективности оксигенатов на повышение октанового числа риформинг-бензина <i>Е.Г.Гилязов, А.А. Аронова, С.А.Изгалиев, А.А. Байшаханова</i>	154
Метод изменения давления как способ определения значений температуры точки росы природного газа	

<i>С. В. Емец, А.А. Ларюхина</i>	160
Анализ существующих методов и средств определения количества нефтепродуктов в резервуарах	
<i>С.В. Емец, Р.Р. Якупов</i>	163
Производства продуктов нефтехимии из нефтяного сырья	
<i>Е.Калдыгозов, Б.А. Абдикеримов, Ж.Ж. Ибраев</i>	169
Гидрокаталитическое облагораживания среднестиллятных фракций из смеси нефти Казахстана	
<i>Е.Калдыгозов, Б.А.Абдикеримов, Э.С.Тлеубаева</i>	175
О карбамидной депарафинизации сырых нефтей Западного Казахстана	
<i>Р.Г. Мендыбаев</i>	180
Исследование физико-химических характеристик Кумкольской нефти	
<i>Д.К. Набиева, А.Т. Сагинаев</i>	184
Мақта гудрондарының майлы қышқылдары негізінде шикі мұнайды деэмульсациялауға арналған реагенттер	
<i>К.С.Надилов, Н.Ш. Отарбаев, Г.Ж.Бимбетова, Р.К. Надилов</i>	189
Айқын емес ортада математикалық модельдеу негізінде каталикалық крекинг қондырғысын басқару	
<i>Б.Б. Оразбаев, Д.О. Қожахметова</i>	193
Гуминді заттардың қышқылдық-негізгі қасиеттерін зерттеу	
<i>Г.А. Оразова, М.К. Арыстанова</i>	200
Алмазоподобные углеводороды в нефти Казахстана и моделирование процессов их образования	
<i>А.Т. Сагинаев, Е.Б. Досмурзина, А.К. Апендина</i>	204
Основные механизмы разрушения нефтепроводов	
<i>А.Е. Воробьев, Махамат Тахир Мусса Махамат</i>	209
Применение нефтяного кокса в зависимости от показателей качества	
<i>А.С. Калауова, Б.К. Куспанова, Э.Б. Жунусова</i>	212
Секция 3	
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ИХ РЕШЕНИЕ	
Проектирование современных очистных сооружений при переработке нефтесодержащих отходов бурения	
<i>А.В.Московец, Р.Ф.Сагитов, Е.У.Арстаналиев, Л.Х. Галиева, А.М. Балгынова, Мерекекызы Ардак, В.Г. Коротков, В.П. Попов</i>	214
Биотехнологические процессы как альтернатива химическим технологиям	
<i>А.К. Мухтаров</i>	219
Современное состояние популяции обыкновенной кильки в казахстанской части Каспийского моря	
<i>Н.Н. Попов, А.Ш. Канбетов, Г.А. Куанышева, Ж.М. Шайдуллина</i>	222
Жойылған мұнай ұңғымаларының сағасын бекіту технологиясы жөнінде	
<i>М.Т. Шырдабаев, С.С. Өрекешев, Ж.А. Аронов</i>	228
Основные направления переработки отработанных автомобильных шин и каучуксодержащего сырья в РФ и ЕС	
<i>Е.В.Ганин, И.Н.Алферов, Т.А.Некрасова</i>	230
Чрезвычайные ситуации (ЧС) как угроза жизнеобеспечению, экономике, социальной сфере и природной среде	
<i>К.К.Мухамбетжанова</i>	233
Современная инновационная ЛБР-технология очистки сточных вод промышленных предприятий нефтегазовой отрасли	
<i>Е.В.Левин, Р.Ф. Сагитов, В.Д. Баширов, Е.У.Арстаналиев, Л.Х. Галиева, З.Р. Ахмадиева, Е.А. Цыркаева, А.М. Балгынова, Мерекекызы Ардак</i>	241

Эколого-геохимические особенности почв российской части прикаспийской низменности	
<i>В.В. Дьяченко</i>	250
Экологическая политика на нефтегазоконденсатном месторождении Карачаганак	
<i>М.Ю. Прахова, Т.И. Якимчик</i>	254
Организация передачи данных в системе экологического мониторинга карачаганакского месторождения	
<i>С.В.Емец, Р.И. Слинчук</i>	260
Экологически безопасные методы и способы ликвидации и предотвращения выбросов нефти в морских условиях на основе низкотемпературных технологий	
<i>М.Ф.Руденко, Б.Т.Маринюк, Ю.В.Шипулина, А.М.Руденко</i>	266
Автоматизация обработки данных в системе экологического мониторинга месторождения Карачаганак	
<i>М.Ю. Прахова, В.Ю. Якимчик</i>	269
Об изучении основных факторов, вызывающие коррозионно-эрозионные износы в трубопроводах	
<i>К.А.Мамедов, Н.М.Сафаров, С.Т.Алиев</i>	276
Состояние и изменения фитопланктона структуры Тюб-Караган	
<i>А.Кенжегалиев, А.А.Абилгазиева, А.К.Шахманова, Д.К.Кулбатыров, М.К.Оразгалиева</i>	280
Факторы риска для биологического и ландшафтного разнообразия при освоении месторождений углеводородов Северного Каспия	
<i>А.Ф.Сокольский, А.Ш. Канбетов</i>	285
Характеристика курортного потенциала озера Индер	
<i>А.Е.Тлепбергенова, Г.Р.Жаксиева</i>	290

Секция 4

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА

Implementation of the developing case study potential in teaching foreign language of future engineers in oil and gas	
<i>A.R. Ainaileva, D.Yu. Tulepbergenova, A.V. Dubinina</i>	296
Об отношении к лекционному курсу	
<i>А.С.Галеев, П.А.Ларин, Т.А.Утемисов, С.Л.Сабанов, Р.Н.Сулейманов, О.В.Филимонов</i>	300
Анализ состояния рынка труда в Республике Калмыкия в условиях экономической безопасности	
<i>А.К. Натыров, С.Б. Болдырева, Б.А. Натырова, К.А. Наминова</i>	304
Инвестициялык жобалар бизнес жоспарлау құралы ретінде	
<i>М.К. Баймухашева, Г.Б. Нурсултанова</i>	311
К вопросу об актуальности перехода к устойчивому развитию региональной экономики	
<i>Э.И. Мантаева, В.С. Голденова, А.К. Натыров</i>	316
Основные подходы к поиску необходимой специализированной нефтяной информации	
<i>А.Е.Воробьев, А.Г.Батырханов, К.А.Воробьев</i>	321
Основы понятийной модели связи терминов нефтяного тезауруса	
<i>А.Е.Воробьев, А.Г.Батырханов, К.А.Воробьев</i>	326
Біліктілігі жоғары мамандарды дайындаудағы кафедра филиалдарының алатын орны	
<i>Ш.М. Медетов</i>	331

Подготовка специалистов в технических вузах: новые форматы <i>М.Ю. Прахова, Н.В. Заиченко, Г.И. Исхакова</i>	337
Организационно-методические проблемы внедрения методов вибромониторинга на предприятиях нефтяной промышленности <i>Р.А.Набиуллин, Р.Н.Судейманов, О.В.Филимонов</i>	341
Инновации в разработке месторождения «Южный Камыскуль» <i>М.Т. Чердабаев, С.С. Орекешев, М.М. Чердабаев</i>	344
Әлемдік туризм нарығының қазіргі жағдайы мен қазақстандағы туризмнің дамуы <i>Г.М. Жантелеуова</i>	349
Нефтегазовый комплекс российско-казахстанского трансграничного региона: современное состояние и перспективы развития <i>А.А.Соколов, О.С. Руднева, И.Н. Алферов</i>	353
Особенности современных бетонов <i>А.Е. Воробьев, А.К. Курмангали, К.А. Воробьев</i>	356
Развитие бетонных смесей для нефтяной отрасли <i>А.Е. Воробьев, А.К. Курмангали, Н.И. Джумагалиев</i>	359
Моделирование надежности систем промышленного электроснабжения в сложных природно-климатических условиях Атырауского региона Прикаспия <i>В.А. Яшков, Н.М. Сарсенов</i>	361
Подходы к обеспечению эффективности системы менеджмента в компании <i>К.Н.Тусупкалиев, А.Б.Джеттисова</i>	364
Мұнай химиясы саласын кластерлік инновациялық үлгі бойынша дамыту <i>А.К.Кадырбергенова, А.С. Бахуова</i>	368
Исследование внутренней и внешней среды в ТОО «Мунаколик» <i>Н.Т. Белшер, А.Б. Джеттисова</i>	372
Роль разработки стратегического плана развития на предприятии <i>Н.Дженгарин, А.Б.Джеттисова</i>	376
Роль принятия управленческих решений в организации <i>А.Ахметкалиев, А.Б.Джеттисова</i>	379
Внедрение инноваций в сфере бурения и оценка инновационной деятельности на примере (ТОО СБП «КАЗМУНАЙГАЗ-БУРЕНИЕ») <i>Н.Т. Гусманов, А.Б. Джеттисова</i>	382

Научное издание

Казахстанская нефть: прошлое, настоящее и будущее

**Сборник материалов международной научно-практической
конференции**

Утверждено к печати

Ученым советом

Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева

Протокол №1 от 28.08.2019 г.