

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе
(МГРИ)



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ТОМ III

XVI

Международной научно-практической конференции
«Новые идеи в науках о Земле»

XVI

International Scientific and Practical Conference
«NEW IDEAS IN EARTH SCIENCES»

6 - 7 апреля 2023 г. | April 6 - 7, 2023

Москва | Moscow

УДК 082 +[550.8+553](082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

Новые идеи в науках о Земле: в 7 т. Материалы XVI Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (к 105-летию МГРИ) - М.: Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2023.

Т. 3 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: : Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела / ред. коллегия: Ю.П. Панов, Ю.В. Зворыкина. - М.: Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2023. – 343 с.

ISBN 978-5-907594-14-2

УДК 082 +[550.8+553](082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

ISBN 978-5-907594-14-2 (Том 3)
ISBN 978-5-907594-11-1

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2023

Оглавление:

Секция №8. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений	11
Моделирование управления устройством контроля притока многоствольной интеллектуальной скважины. Анисимов В.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, vasiliiy.anisimov1@gmail.com),	11
Актуальные направления развития газовых методов повышения нефтеотдачи. Ахметшина А. А (МГРИ им. С. Орджоникидзе, akhmetshina-01@mail.ru)	15
Экспрессная оценка профиля притока по результатам циклических термических исследований горизонтальных скважин на основе эффекта калориметрического смешивания. Бакинова Е.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, katya-bakinova@mail.ru), Кременецкий М.И. (ПАО «Газпромнефть НТЦ», kremenetskiymi@gmail.com).....	18
In situ изучение синтетических водно-углеводородных включений в кварце, как источник информации о восполнении отработанных нефтегазовых месторождений. Балицкий В.С.* (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), Сеткова Т.В. (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac.ru), Голунова М.А. (nov@iem.ac.ru), Бубликова Т.М. (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), Балицкая Л.В. (lvbalitskaya@mail.ru)	22
Внедрение технологии водогазового воздействия при разработке остаточных запасов нефти. Белезякова К.А.* (МГРИ им С. Орджоникидзе, christiebeleziakova@yandex.ru)	26
Газовые и водогазовые МУН: инновационные технологии, перспективы применения. Бороненков Д.А.* (РУДН, danil.boronenkov@inbox.ru)	29
Опыт и перспективы внедрения технологии полимерного заводнения на месторождениях со слоисто-неоднородными коллекторами. Бязров Р.Р.* (ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет, byazrov97@gmail.com), Подопрigора Д.Г. (ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет, podoprigora-1990@mail.ru)	32
Применение технологии добычи высоковязкой нефти на месторождении ПАО «Татнефть». Вильданов И.Д.* (РУДН, foxbox2001@mail.ru), Абдурасулов Ш. (РУДН, sherali_080897@mail.ru) ..	36
Эксплуатация самозадавливающихся газовых скважин с применением струйных аппаратов на примере Ямбургского месторождения. Абдурасулов Ш.*, Вильданов И.Д. (РУДН, sherali_080897@mail.ru, foxbox2001@mail.ru)	38
Бурение разведочных скважин на море. Алексейчук К.А.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, alexeichukheniya@yandex.ru). Научный руководитель: Овезов Батыр Аннамухамедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), соавтор: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)	41
Проектирование и методика просчета технологических показателей кустов Колоколкинского месторождения. Гвоздяный С. Е. * (НИТУ МИСиС, gvozduc@yandex.ru), Белугин А. А. (РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, SasaBelugin@yandex.ru)	45

Совершенствование технологий применения насосно-эжекторных систем для эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Горелкина Е.И.* (РУДН, МГРИ им. С. Орджоникидзе, gorelckina.evgenia@yandex.ru).....	49
Оптимизация системы разработки с учетом эффекта авто-ГРП на Приобском месторождении. Есаулкин С.Д.* (ЮГУ, esaulkov_01@mail.ru), Рябухин Д.А.. (ЮГУ, d_gyabuxin@mail.ru), Исламов А.И. (ЮГУ, ai.north@mail.ru)	53
Пилотный проект по диагностике газонефтеводопроявлений с элементами технологий искусственного интеллекта. Исайчева Е.А.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, isajcheva.kate2003@yandex.ru). Научный руководитель: Щербак Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)	57
Проблематика разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Казантеев В. А. * (МГРИ, vlad2003727@gmail.com), Мажренова Т.Т. (МГРИ, tmazhrenova@inbox.ru)	62
Исследования характеристик жидкостно-газового эжектора для нефтегазовой промышленности. Карабаев С.Д. (ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь», simpleforfiza@mail.ru)	66
Алгоритм первичного подбора состава жидкости глушения без твердой фазы для скважин с аномально высоким давлением. Карпачёв М.И.* (СПГУ, maxkarpachyov@vk.com), Подопривога Д.Г. (СПГУ, podoprivoga-1990@mail.ru), Лиманов М.Н. (СПГУ, LimanovMaxim@yandex.ru)	70
Расчёт параметров насосно-эжекторной системы с повышенным давлением нагнетания для водогазового воздействия на пласт. Козырев В.С.* (РУДН, i7656578@yandex.ru).....	73
Определение дебита проектной скважины с боковым горизонтальным стволом. Вишневецкий А.Е. (СамГТУ, aevishn@mail.ru)	76
Анализ информативности термических исследований нагнетательных скважин при наличии в низкопроницаемом пласте трещины гидроразрыва. Ворон К.А.* (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, kiravoron@gmail.com), Никонорова А.Н. (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, anastasia.nikonorova@list.ru), Кременецкий М.И. (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, kremenetskiymi@gmail.com)	80
Анализ солеотложений в оборудовании добывающих нефтяных скважин. Невольских Е.Н. * (ФГБОУ ВО ЮГУ, efimnevolskih6@gmail.com), Струков Е.В. (ФГБОУ ВО ЮГУ, 20strukov03@mail.ru), Кузина М.Я. (ФГБОУ ВО ЮГУ, m_kuzina@ugrasu.ru)	84
Обоснование эффективности применения технологии выравнивания профиля притока к скважинам с горизонтальным окончанием. Парфенов Д.В.* (Санкт-Петербургский горный университет, parfenovd.r@mail.ru)	88
Оценка влияния затрубного давления на рабочие параметры насосно-эжекторной системы при реализации водогазового воздействия на пласт. Пасюта А.А. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, alexpasyuta@gmail.com)	92
Влияние современной IT-инфраструктуры на методы принятия управленческих решений на предприятиях нефтегазовой отрасли. Попенко Павел Сергеевич (ФГБОУ ВО «Российский	

государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г. Москва, Россия, ropenko.ps99@gmail.com) Лютягин Дмитрий Владимирович, доцент, кандидат экономических наук (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г. Москва, Россия, lyutyagindv@mgru.ru)..... 97

Технология ПАВ-полимерного заводнения: научные достижения, нерешённые задачи и предложения по их решению. Рогаткина А.Д.* (Санкт-Петербургский горный университет, anastasiia.rogatkina@yandex.ru), Васильев Ю.Н. (Санкт-Петербургский горный университет, yur_vas1@mail.ru) 101

Технологическая жидкость для разрушения кольматирующих образований в эксплуатационных газовых скважинах. Рогов Е.А.* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ, rogov.rea@yandex.ru), Контарев А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ, a.kontarev@mail.ru)..... 104

Разработка технологических решений для повышения эффективности водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. Руденко А.Е.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, diebrautdernacht@gmail.com)..... 109

Анализ применения низко- и высокомолекулярных полимерных растворов для увеличения коэффициента охвата вытеснением. Коне А.* (Санкт-Петербургский Горный университет, koneahmedkelly@gmail.com), Раупов И.Р. (Санкт-Петербургский Горный университет, inzirrr@yandex.ru)..... 112

Особенности разработки ТриЗ Ачимовской толщи на месторождении «N». Мажренова Т.Т.* (МГРИ, tmazhrenova@inbox.ru)..... 116

Определение начального давления в трубопроводе с трехфазным составом. Муллагалиев Н.Р.* (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Mullagalievnr@bk.ru, Денисламов И.З. (Уфимский государственный нефтяной технический университет, denislamoviz@mail.ru) 120

Параметрическая генерализация многоканальной магнитометрии в задаче картирования зон концентрации напряжений на трубопроводах. Семенов В.В. (ООО «ДИАС», semenovvv50@yandex.ru), соавтор Мединская Д.К.* (Санкт-Петербургский горный университет, s225007@stud.spmi.ru)..... 124

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи. Синюков Р.А.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, SinykovR-9@yandex.ru). Научный руководитель: Щербаклова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgru.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамхаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgru.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgru.ru)..... 129

Стратегия развития нефтедобывающей отрасли России на инновационной основе. Солодухин С.О.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), inside909@yandex.ru). 133

Анализ цифровой трансформации и использование новых технологических решений в нефтегазовой промышленности в современных условиях. *Титова А.Д. (Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), appago735@gmail.com), Научный руководитель – Пекова И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), pekovaia@mgru.ru)..... 137

Технология Blockchain в нефтегазовом секторе: обзор текущих тенденций и прогноз на будущее. Фабрицкая И.О.* (Санкт-Петербургский горный университет, fabrusha_irina_00@mail.ru), Филатова И.И. (Ariel University, filatova_ii@pers.spmi.ru), Стройков Г.А. (Санкт-Петербургский горный университет, Stroykov_GA@pers.spmi.ru)..... 140

Проблема эксплуатации добывающих скважин при низких забойных давлениях. Шейко А.В.* (МГРИ, sheiko02@mail.ru), Денисов А.В. (МГРИ имени Серго Орджоникидзе, denisovav@mgri.ru) 144

Опыт внедрения SWAG technology на Самодуровском месторождении и перспективы внедрения технологии на промыслах. Якобсон Д.М.* (РУДН, daneel3000@gmail.com) 148

Повышение эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти в сложных коллекторах путем использования гелеобразующего состава на основе силиката натрия. А.Е. Сазонов* (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова, e-mail:13050465@mail.ru), С.И. Лубянова (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова, e-mail: 13050465@mail.ru)..... 152

Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа для предупреждения аварийных ситуаций (NeoTron). Саидов С.С.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, saidgoh03@gmail.com). Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sberbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru) 155

Анализ воздействия микроорганизмов на пласт-коллектор при наличии водорода. Сафарова Е.А. (ИПНГ РАН, safarova@ipng.ru), Филиппова Д.С. (ИПНГ РАН, filippovads@ipng.ru) 160

Химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи. Яковлева А.А.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, yakovlevaanastasia28@yandex.ru). Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sberbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)..... 163

О добыче водорода из недр Земли в России. Яраханова Д.Г. (Казанский федеральный университет, dilyara.yar@mail.ru) 168

Секция №9. Общетеоретические методы решения горно-геологических задач. 171

Расчетное обоснование поинтервального взаимодействия боковой поверхности крепи со стенками вертикальной выработки. Гончаров Я.А.* (МГРИ, Gonch.Flex@mail.ru), Халиков А.М. (МГРИ, halikov-artem02@mail.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru) 171

Применение программного комплекса для исследования прочностного состояния балочных и рамных инженерных конструкций. Ершов В.А. * (МГРИ, nutron018@gmail.com), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru), Богданов П.В. (МГРИ, bogdanovpv@mgri.ru) 175

Осевая устойчивость обсадных труб из полимерных материалов и способы ее сохранения. Иванов А..Г.* (АО «ВНИПИПромтехнологии», Ivanov.A.G@vnipt.ru), Арсентьев Ю. А. (МГРИ, larsentev1956@yandex.ru), Назаров А.П. (МГРИ, nazarovap@mgri.ru), Иванов Д.А. (Компания «Везерфорд», dexouse@ya.ru) 178

Расчет контактного давления на эксплуатационную колонну полимерных обсадных труб в условиях криолитозоны. Иванов Д.А.* (Компания «Везерфорд», dexouse@ya.ru), Арсентьев Ю.А., (МГРИ, arsentievia@mgri.ru) 182

Цифровые компетенции при организации учебного процесса по дисциплине «Теоретическая механика». Иванова Е.В.* (Российский университет транспорта (МИИТ), elenaivanova-01@mail.ru), Коротаев Д.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, korotaevd99@mail.ru) 186

Альтернативный способ стыковки резиновых конвейерных лент. Истаблаев Ф.Ф.* (Навоийское отделение Академии наук Республики Узбекистан, fevzi_xkm@mail.ru), Атакулов Л.Н. (Навоийский государственный горно-технологический университет, laziz218@mail.ru) 190

Индукционный дефектоскоп для обнаружения обрыва резиновых конвейерных лент. Истаблаев Ф.Ф.* (Навоийское отделение Академии наук Республики Узбекистан, fevzi_xkm@mail.ru), Атакулов Л.Н. (Навоийский государственный горно-технологический университет, laziz218@mail.ru) 194

Влияние литологических неоднородностей в массиве горных пород на устойчивость горной выработки в условиях действия гравитационно-тектонического поля напряжений. Басалаева П.В.* (Санкт-Петербургский горный университет, Basalaeva_pv@pers.spmi.ru), Куранов А.Д. (Санкт-Петербургский горный университет, Kuranov_AD@pers.spmi.ru) 198

Напряженное состояние открытой горной выработки месторождения «Олений ручей» (Кольский полуостров). Бондарь И.В.* (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, bond@ifz.ru), Маринин А.В. (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, marinin@ifz.ru) 202

Оценка влияния несвоевременного выполнения РВП технологической скважины урана на величину потерь полезного продукта. Гаврилов Р.И.* (МГРИ, supermouse27228@gmail.com), Пинчук Т.М. (МГРИ, ib889966@gmail.com), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, pinchuk2019t@gmail.com) .. 206

Анализ физико-механических и водно-физических свойств шламовых отходов обогащения калийных руд. Кузьмич В.А.* (Белорусский национальный технический университет, kuzmich.v@bntu.by), Кологривко А.А. (Белорусский национальный технический университет, akologrivko@bntu.by) 210

Критерий устойчивости пород на круговом контуре горной выработки. Кучеренко С.О.* (МГРИ, kucherenkosofiy@gmail.com), Шевченко А.А. (МГРИ, Shevchenko.2401@yandex.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentievia@mgri.ru) 214

Применение принципов механики в смешанных единоборствах. Подаревский Г.Д.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе; mg.gerard111@mail.ru). Соавтор Некоз С.Ю. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе; nekozsy@mgri.ru). Соавтор Нанян А.В.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе; andrusha2003@gmail.com) 218

Влияние собственного веса и крутящего момента на величину отклоняющей силы системы «долото – ВЗД» при бурении наклонных участков скважин. к.т.н. Нгуен Тиен Хунг* (Ханойский горно-геологический университет, rggru1@gmail.com), к.т.н. Арсентьев Ю.А. (МГРИ, Arsentev1956@yandex.ru) 222

Новые подходы к прогнозу геомеханического состояния массива пород на основе инновационных компьютерных технологий. Одинцов В.Н. (Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В.Мельникова Российской академии наук, Odin-VN@yandex.ru) 226

Влияние изменения величины коэффициента пропорциональности на длительность межремонтного цикла при проектной производительности. Сырчина А.С.* (МГРИ, syrchinaas@mgri.ru), соавтор Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentievia@mgri.ru), соавтор Назаров А.П. (МГРИ, nazarovap@mgri.ru), соавтор Пименова А.В. (МГРИ, pimenovaav@mgri.ru) 230

Методика прочностного расчета элементов гидрогеологической скважины бесфильтровой конструкции. Черненко Д.М.* (МГРИ, d.chernen@mail.ru), Ахмедьянов А.К. (МГРИ, icescrownd@mail.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru) 234

Использование систем автоматизированного проектирования (САПР) в инженерно-технических дисциплинах. Чумаченко Д.В.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, chdv2003@gmail.com), Коротаяев Д.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, korotaevd99@mail.ru) 238

Технология отбора керна при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях. Шалаева А. А.* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва, anastasiashalaeva04@gmail.com). Научный руководитель: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), соавтор: Щербаква Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru) 242

Линейные статистические критерии распознавания образов в задачи интерпретации данных неразрушающего контроля. Семенов В.В. (ООО «ДИАС», semenovv50@yandex.ru), соавтор Кашин М.О.* (Санкт-Петербургский горный университет, s190966@stud.spmi.ru) 246

Исследование работы механизмов на примере машины Голдберга. Шалаева А. А.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, anastasiashalaeva04@gmail.com). Соавтор: Некоз С.Ю. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, nekozsy@mgri.ru) 250

Напряженное состояние торфа под нагрузкой. Шкаричев К.А.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, flikmatick@gmail.com). Соавтор: Некоз С.Ю. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, nekozsy@mgri.ru) 254

Секция №10. Инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела. 257

Определение величины роста трещины при расколе породы на контуре шпура с помощью невзрывчатых разрушающих смесей с учетом напряженно-деформированного состояния массива

пород. Боровков Ю.А.* (МГРИ, email: bua_51@mail.ru), Комаров Е.И. (МГРИ, email: e.i.komarov@rambler.ru)	257
Сооружение микротоннелей методом взрывоуплотнения с одновременным креплением. Бочаров И.А.* (АО «Геоспецстрой», ilya.bocharov.19@mail.ru), Иляхин С.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, isv11@mail.ru).	261
Использование термохимических технологий для отработки оставленных запасов угля. Грабский А.А.* (РГГРУ имени Серго Орджоникидзе, a.a.grabsky@yandex.ru), Закоршменный И.М. (ИПКОН РАН, iosif-54@mail.ru), Блохин Д.И. (ИПКОН РАН, dblokhin@yandex.ru), Федорова М.А. (НИТУ МИСИС, fedorova.ma@misis.ru)	265
Разведочное бурение с отбором керна в сложных горно-геологических условиях на месторождении Зарнисори Шимоли (Таджикистан). Девлохов М.А.* (МГРИ, murid.devlokhov@mail.ru), Ганин И.П. (МГРИ, ganinip@mgri.ru)	269
Новое направление в области взрывного разрушения при системах разработки полезных ископаемых. Закалинский В.М.* (ИПКОН РАН, vmzakal@mail.ru), Одинцев В.Н. (ИПКОН РАН, odin-vn@yandex.ru), Шиповский И.Е. (ИПКОН РАН, iv_ev@mail.ru), Мингазов Р.Я. (ИПКОН РАН, ghost1064@yandex.ru)	273
Эффективное применение и внедрение программного обеспечения Micromine с функциями 3D-моделирования на месторождениях Республики Узбекистан. Каландаров И.И.* (Навоийский государственный горно-технологический университет Республики Узбекистан, sciencealgorithm@yandex.com). Бозоров Б.Н. (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат» Республики Узбекистан, BN.Bozorov@ngmk.uz)	277
Влияние процессов разупрочнения на процесс дезинтеграции горных пород при гидротранспортировании. Клочков Н.Н.* (МГРИ, klochkovnn@mgri.ru), Пятова Н.Е. (МГРИ, pyatovane@mgri.ru), Богачев М.Ю. (МГРИ, bogachevmy@mgri.ru)	281
Применение нейронных сетей с глубоким обучением для диагностики работоспособности горного и геологоразведочного оборудования. Крылков М.Ю.* (МГРИ, m.krylkov@mail.ru), Крылков Н.М. (ФГБУ «ВИМС», 777nikkrylkov@mail.ru), Шевырев Ю.В. (МИСИС, uvshev@yandex.ru)	284
Режимные параметры измельчения минерального сырья с учетом демпфирования амплитуды ударного импульса. Адамова Л.С.* (ИПКОН РАН, adamovamila16@yandex.ru), Дмитрак Ю.В. (ИПКОН РАН, dmitrak@yandex.ru), Атрушкевич В.А. (ИПКОН РАН, iugi@mail.ru)	288
Удаление минеральных поверхностных загрязнений с ювелирного кристаллосырья турмалина Малханского месторождения методами химического травления. Ахметшин Э. А. (РХТУ им. Д. И. Менделеева, 4966945@mail.ru), Борисова Е. С.* (РХТУ им. Д. И. Менделеева, eks.borisova@yandex.ru)	292
Перспектива использования гидротранспортных загрузочных аппаратов с вихревым пульпоприготовлением в морских условиях. Митрушина А. С. (ПАО "Юнипро", mitrushina-98@mail.ru), Некоз К. С. (МГРИ, nosovaks@mgri.ru)	296
Перспективы энергетического сектора России. Мысева М.В.* (Санкт-Петербургский горный университет, myseva.mari@mail.ru), Созоненко Г.В. (Санкт-Петербургский горный университет, gonza1@mail.ru).	300

Перспективы использования элементов Пельтье для автономного энергоснабжения. Насыров А.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, nasurovaa@mgr.ru).....	304
Определение местных потерь давления жидкости в расходомерах переменного перепада давления. Некоз К.С.* (МГРИ, nosovaks@mgr.ru)	309
Программно-техническое устройство учебного стенда глубоководной добычи твердых полезных ископаемых загрузочными аппаратами вихревого пульпоприготовления. Некоз К. С.* (МГРИ, nosovaks@mgr.ru), Томских Д. Д. (МГРИ, daniltd@gmail.com), Черемных А.О. (ГБОУ СОШ № 2030, tosha.cheremnykh00@gmail.com).....	313
История и перспективные направления в строительстве московского метро. Попов Н.С.* (Школа № 536, netchpor@yandex.ru), соавтор Долгополов М.А. (МГРИ, dolgopolov.00@list.ru), соавтор Шаповалов В.А. (МГРИ, shapoval98@mail.ru), соавтор Яшин В.П. (МГРИ, yashinvp@mgr.ru)	316
Исследование элементного анализа минералов (берилл и плагиоклаз) по методу меченых нейтронов в условиях экранирования горного массива. Савватеев Я.В.* (ИФЗ РАН им.О.Ю.Шмидта, savvateev-yar@yandex.ru), Иляхин С.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, isv11@mail.ru), Сапожников М. Г. (ООО «Диамант», sapozhnikov@diamant-sk.ru).....	320
Лабораторные исследования по намыву штабеля кучного выщелачивания загрузочными аппаратами с вихревым пульпоприготовлением. Салахов И. Н.* (МГРИ, salahovin@mgr.ru), Митрушина А. С. (ПАО "Юнипро", mitrushina-98@mail.ru).....	324
Обоснование штабеля кучного выщелачивания как отдельного типа гидротехнического сооружения. Салахов И. Н.* (организация, e-mail), Томских Д. Д. (МГРИ, daniltd@gmail.com), Алифашкин А. А. (МГРИ, a.alifashkin@mail.ru)	328
Анализ развития коррозии горного оборудования, работающего в сложных климатических и горно-геологических условиях Анголы. Шведов И.М.* (НИТУ МИСиС, svirell@mail.ru), Жоау А.А. (НИТУ МИСиС, andrecabeto@gmail.com)	332
Исследование влияния влажности солейотходов на эффективность процесса транспортировки по закладочному трубопроводу. Яковлев И.В. * (ИПКОН РАН, yakovlev_il@ipkonran.ru), Князькин Е.А. (ИПКОН РАН, steex173@maill.com).	336
Применение программных продуктов Micromine Geobank и Geobank For Field Teams для сбора информации и ведения базы данных на стадии эксплуатационной разведки. Осташева М.А.* (ООО ГРК «Амикан», OstashevaMA@polymetal.ru), Мелешко Н.П. (ООО ГРК «Амикан», meleshko@polymetal.ru).....	340

Секция №8. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Моделирование управления устройством контроля притока многоствольной интеллектуальной скважины. Анисимов В.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, vasiliy.anisimov1@gmail.com),

Аннотация

В данной работе рассмотрен мировой опыт применения устройств контроля притока на многоствольных интеллектуальных скважинах. Целью работы является демонстрация моделирования управления устройством контроля притока многоствольной интеллектуальной скважины с целью прогнозирования притока с каждого ствола скважины. Выполнено моделирование сети в симуляторе «tNavigator», подтверждающее технологическую и экономическую эффективность управлением притока на двухствольных скважинах. Предложен отдельный вид гидродинамических исследований для многоствольных интеллектуальных скважин.

Ключевые слова

Моделирование, устройство контроля притока, клапан контроля притока, многоствольная интеллектуальная скважина.

Теория

Крупные шельфовые проекты мира на сегодняшний день обладают огромным числом инновационных технологий, позволяющих контролировать и управлять добычей нефти. К числу таких технологий относятся и интеллектуальные многоствольные скважины. Данная востребованность обусловлена основными проблемами разработки морских месторождений: ограниченное количество скважин, необходимость ускоренной выработки, минимизация технологических операций, поверхностные ограничения. В работе [2] указывается, что на 2016 год, в мире уже было пробурено около 2200 интеллектуальных скважин.

Первая многоствольная интеллектуальная скважины была пробурена в 1996 году на норвежском континентальном шельфе [4]. На Норвежском континентальном шельфе основной проблемой разработки является наличие тонких нефтяных оторочек нефти, находящихся между газовой шапкой и активным водоносным горизонтом. Последними пробуренными скважинами явились четырёхствольных интеллектуальные скважины, которые позволили уменьшить воздействие на окружающую среду, сократить использование буровых ресурсов. При этом исследователями в работе [4] ставится новая задача по управлению притоками из стволов этих скважин.

Отличительным свойством таких скважин является наличие специальных устройств контроля притока (УКП), позволяющих регулировать добычу жидкости из стволов скважин. Пример такой скважины представлен на рисунке 1. Так, каким же образом, возможно, решить данную задачу по количественной оценке притока при управлении устройством контроля?

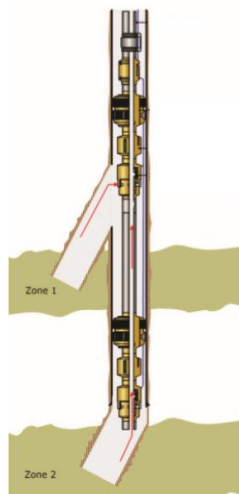


Рисунок 1. Двуствольная интеллектуальная скважина с возможностью регулировки отборов с основного и бокового ствола при помощи устройств контроля притока.

Частично решение данной задачи представлено в работе [1], в которой сформулирована блок-схема, представленная на рисунке 2, по которой, имея определённые исходные данные возможно определить расхода флюида при новом положении устройства контроля притока.

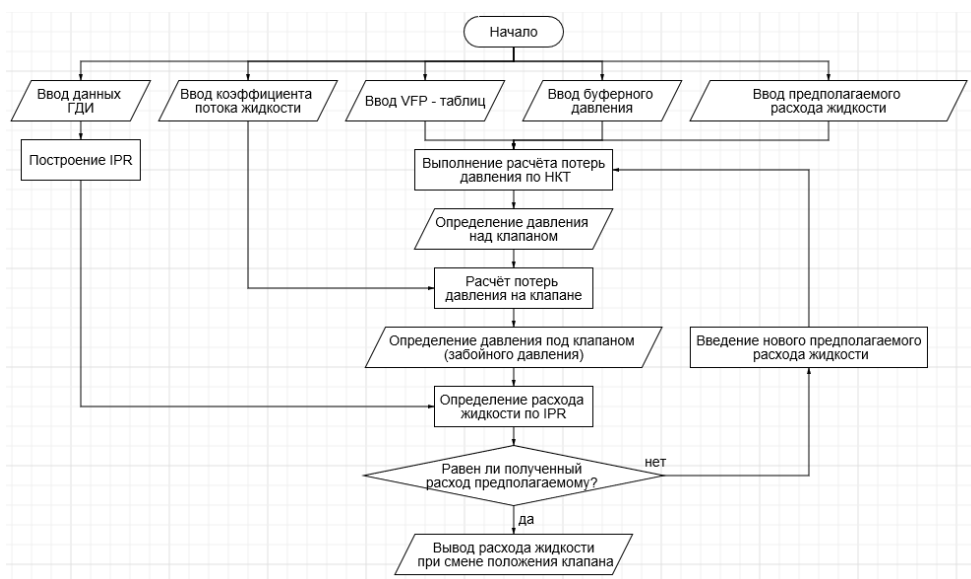


Рисунок 2. Блок-схема по определению расхода жидкости ствола скважины при изменении положения клапана устройства контроля притока

В данной работе рассматривается возможность решения данной задачи при помощи моделирования двуствольной интеллектуальной скважины в программной обеспечении «Navigator». В работе рассмотрен пример регулирования двуствольной скважины с дискретно-позиционируемой системой контроля притока. Для данной скважины существует 8 возможных положений клапана контроля притока, при этом положение «0» обозначает максимальное сопротивление притоку, и положение «7» обозначает минимальное сопротивление. Данная скважина обладает глубинными манометрами над пакером и под пакером бокового и основного ствола. Обводнённость основного и бокового ствола составляет 60% и 33% соответственно. Общая

обводнённости скважины составляет 39%. Продуктивность основного ствола в 2 раза меньше продуктивности бокового. Скважина на данный момент работает в положении «7/7». Модель такой скважины представлена на рисунке 3.

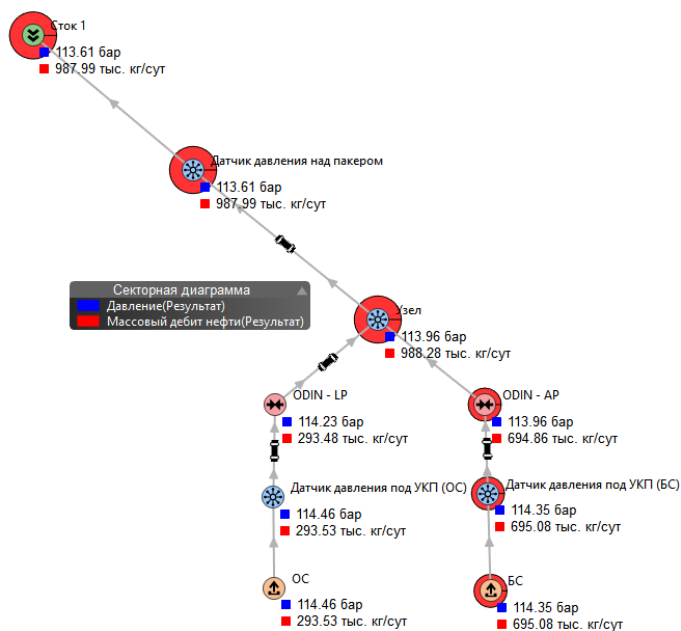


Рисунок 3. Модель двухствольной интеллектуальной скважины с положением клапанов контроля притока «7/7».

Очевидно, что в примере данной скважины необходимо «зажимать» основной ствол скважины. В модели задаётся новая площадь клапана и коэффициент потока жидкости [3]. Модель скважины в положении «6/7» представлена на рисунке 4.

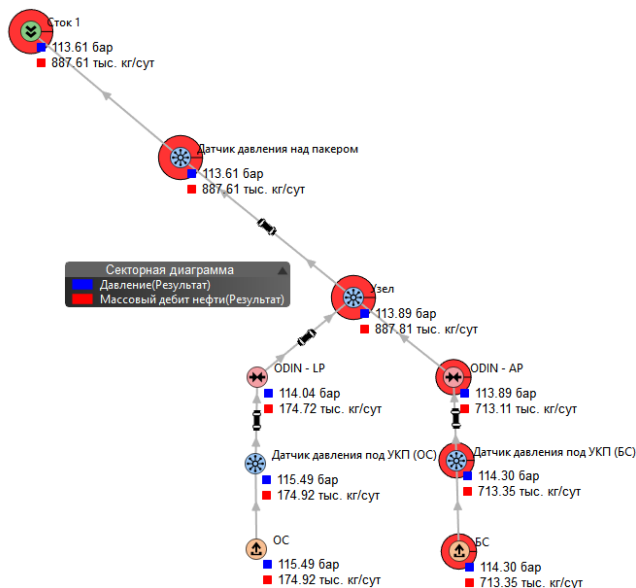


Рисунок 4. Схема двухствольной интеллектуальной скважины с положением клапанов контроля притока «6/7».

Было получено значительное снижение общей обводнённости скважины до 35,8%, однако, при этом массовый дебит нефти снизился на 100 т/сут. Следующим шагом

является увеличение депрессии на боковом стволе с целью компенсации дебита нефти. Предположим снижение давления над пакером до 113,0 бар путём регулирования устьевого штуцера. Модель скважины в данном сценарии представлена на рисунке 5.

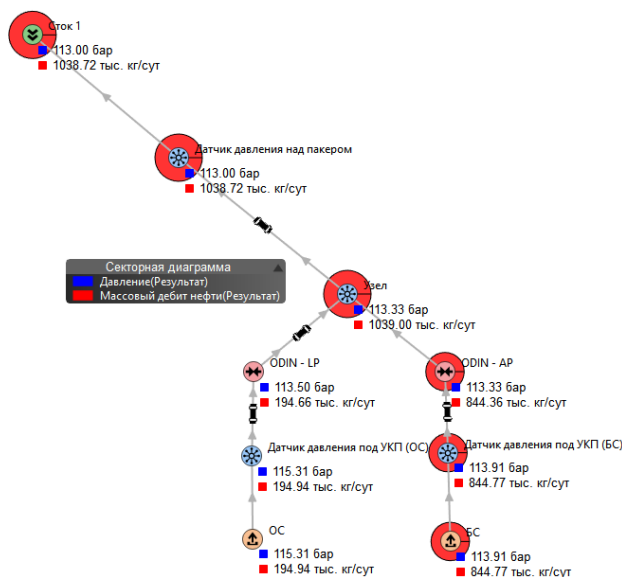


Рисунок 5. Схема двухствольной интеллектуальной скважины с положением клапанов контроля притока «б/7» и сниженным устьевым давлением над пакером 113,0 бар.

В данном сценарии получено снижение общей обводненности скважины до 35,5% и увеличение массового дебита на 50 т/сут по сравнению с первоначальным вариантом в положении «7/7».

Выводы

Таким образом, в работе представлено моделирование управление устройством контроля притока двухствольной интеллектуальной скважины. По итогу приведённого примера, можно сделать вывод об эффективности устройств контроля притока при разработке морских месторождений

Библиография

1. Анисимов В.В, Солодов П.А. Оперативное управление отборами в двухствольных скважинах посредством устройств контроля притока - Сборник трудов III Международной научно-практической конференции, Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, 2022;
2. David B. Cameron Oil and Gas digital twins after twenty years. How can they be made sustainable, maintainable and useful? - SIRIUS Centre, Department of Informatics, University of Oslo, Norway, 2018;
3. James P. Brill Multiphase Flow in Wells - Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas 1999;
4. Mark, G., Clifford, A., & Bona, P. Simulations Demonstrate the Benefits of Continuous Improvement in Multilateral Wells in the Norwegian Sea. - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2020;

***Актуальные направления развития газовых методов повышения нефтеотдачи.
Ахметшина А. А (МГРИ им. С. Орджоникидзе, akhmetshina-01@mail.ru)***

Аннотация

В проекте представлены актуальные способы разработки месторождений с применением газовых методов. Рассмотрена технология управляемой внутрипластовой генерации углекислого газа посредством химической реакции, которая позволяет избавиться от такого недостатка, как прорыв газа к добывающим скважинам. Рассмотрены технологии управляемой внутрипластовой генерации углекислого газа, использования дымового газа от внутрипластового горения, водогазового воздействия. Также представлены результаты исследований свойств нефтей при растворении в них дымовых газов при различных термобарических условиях.

Ключевые слова

Газовые МУН, выхлопные и дымовые газы, попутный газ, водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи

Теория

К группе трудноизвлекаемых запасов относят запасы углеводородов, при разработке которых с целью достижения оптимального значения КИН необходимо применение инновационных методов. Анализ данных о применении методов различной природы с целью увеличения нефтеотдачи показывает, что не всегда при разработке ТРИЗ выбираются методы, которые позволяют эффективно и дешево реализовывать добычу, и этому есть ряд причин.

Одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи является газовый метод. Газовое воздействие подразумевает закачку газов различного химического состава в пласт. В зависимости от термобарических условий закачиваемый газ может смешиваться или не смешиваться с нефтью (что существенно влияет на результат воздействия). Данный метод обладает таким недостатком, как возможный прорыв газа к добывающим скважинам (что приводит к поломке оборудования добывающих скважин). С этой точки зрения большой интерес представляет технология внутрипластовой генерации углекислого газа посредством закачки растворов химических реагентов. Результаты, изложенные в [1] показали, что химической реакцией, протекающей в пласте с выделением CO_2 , можно управлять. Также важно, что генерируемый CO_2 не вызывает коррозию оборудования (так как необходимость закачки CO_2 отсутствует).

Ряд технологий подразумевает использование выхлопных [3] и дымовых [4] газов. В частности, в [5] описаны результаты лабораторных исследований вытеснения нефти водогазовыми смесями с дымовыми газами. Выхлопные и дымовые газы близки по составу, большой их объем состоит из азота и углекислого газа. Также присутствует остаточный кислород. Данный компонентный состав обеспечивает эффективное вытеснение нефти в широком диапазоне промышленных условий [3-5].

В процессе внутрипластового горения продуктом реакции являются дымовые газы, которые также могут закачиваться в пласт, повышая нефтеотдачу [6]. Применение данного метода на месторождениях высоковязких нефтей позволяет не только увеличить

нефтеотдачу за счёт внедрения теплового и газового МУН, но также снизить негативное влияние на окружающую среду за счёт полезного использования продуктов горения.

Отдельного внимания заслуживает ряд работ, в которых описана технология водогазового воздействия на пласт. Наиболее совершенной является модификация – закачка водогазовых смесей [7-10], данный метод сокращает риск прорыва газа к добывающим скважинам. В качестве газового компонента могут использоваться попутный, выхлопные, дымовые, углекислый газы, азот.

В зависимости от типа взаимодействия газа с пластовым флюидом при конкретных термобарических условиях вытеснение может быть смешивающимся, либо несмешивающимся. Очевидно, что наиболее желательным является смешивающееся вытеснение, при котором закачиваемый газовый компонент начинает растворяться в пластовой нефти, снижая её вязкость.

С этой точки зрения интересно рассмотреть методы, которые предусматривают закачку смеси газов (использование попутного, выхлопных или дымовых газов). В пластовых условиях растворимость углекислого газа многократно превышает растворимость азота. Это означает, что при водогазовом воздействии с попутным газом CO_2 перейдёт в нефть, в то время как N_2 будет вытеснять пластовый флюид в составе водогазовой смеси.

На рис. 1 представлены результаты исследований свойств нефтей при растворении в них дымовых газов при различных термобарических условиях. Из этих данных следует, что использование данного агента положительно сказывается на свойствах нефтей в процессе разработки.

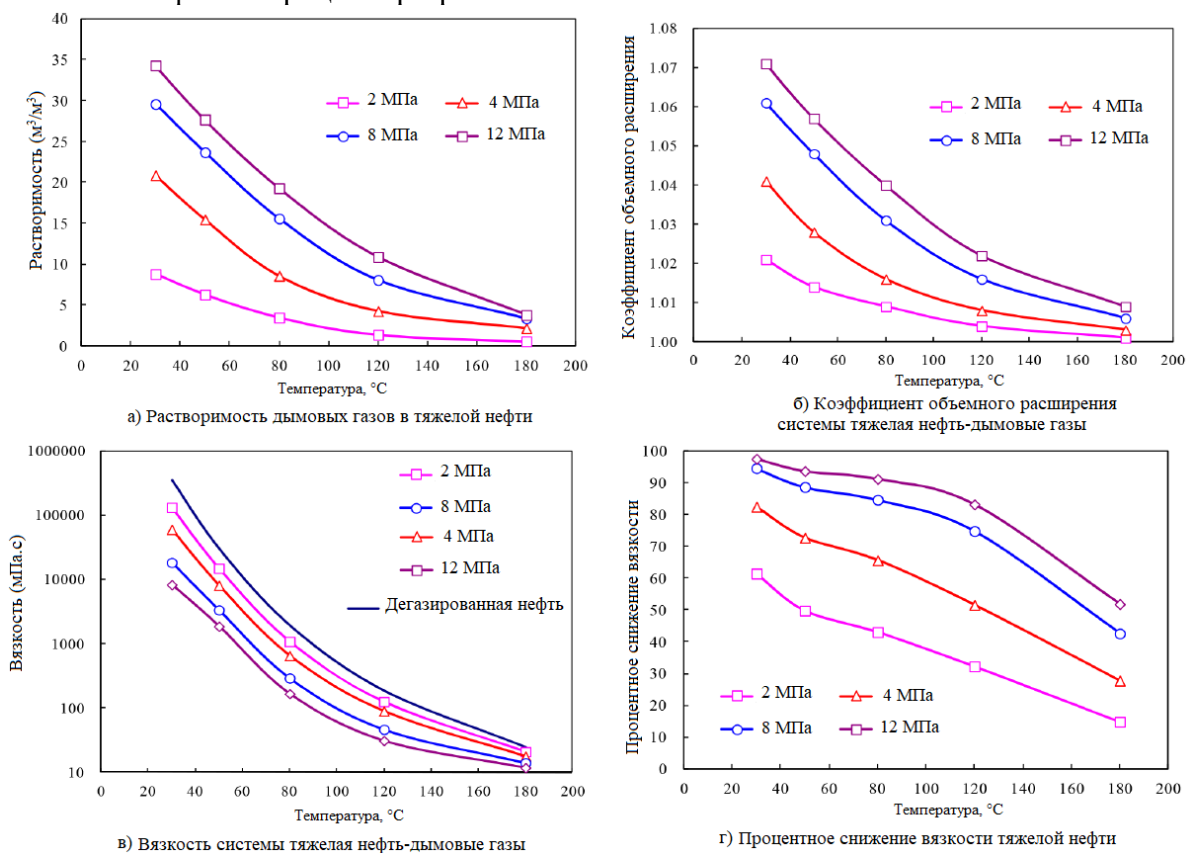


Рисунок 1. Зависимости свойств нефти после растворения в ней дымовых газов [2].

Выводы

Газовые методы имеют широкий потенциал при разработке нефтяных месторождений. Это объясняется положительным влиянием на свойства пластовых нефтей, доступностью различных газов на объектах, а также накопленным опытом внедрения методов на промыслах. Но также есть ряд недостатков.

Благодарности

Автор выражает благодарность коллективу кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» МГРИ им. С. Орджоникидзе и организаторам конференции «Новые идеи в науках о Земле – 2023» за предоставленную возможность участия.

Библиография

1. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction / S.I. Bakhtiyarov and al. // American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED, 2006.
2. Wu, Z., Liu, H., & Wang, X. (2018). 3D Experimental Investigation on Enhanced Oil Recovery by Flue Gas Coupled with Steam in Thick Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*, 32(1), 279–286.
3. Dong M., Huang S. Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery // *J. Can Pet Technol.* 2002. V. 41. P. 44–50.
4. Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field / M.A. Ahmadi and al. // *Petroleum*. 2015. V. 1(3). P. 217–222.
5. Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection / Y.P. Zhang and al. // 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 2006. p. 11.
6. Experimental investigation on precipitation damage during water alternating flue gas injection / Z. Wang and al. // *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*. 2020. V. 75, 45. P. 13.
7. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. С. 85-89.
8. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А.Н. Дроздов и др. // *SOCAR Proceedings*. 2022. № S2. С. 9-18.
9. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов и др. // *Бурение и нефть*. 2022. № 2. С. 34-39.
10. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «ТАТНЕФТЬ» / Н.А. Князева и др. // *SOCAR Proceedings*. 2022. № S2. С. 19-27.

Экспрессная оценка профиля притока по результатам циклических термических исследований горизонтальных скважин на основе эффекта калориметрического смешивания. Бакинова Е.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, *katyabakina@mail.ru*), Кременецкий М.И. (ПАО «Газпромнефть НТЦ», *kremenetskiymi@gmail.com*)

Аннотация

На современных месторождениях из-за влияния многофазного потока, низких проницаемостей и малых дебитов, методы «приток-состава» теряют информативность по определению профиля притока. Термометрия, занимая эту нишу, приобретает новые возможности развития. Этот метод позволяет изучать поведение потока газожидкостной смеси как вне интервалов притока, так и в пределах работающего коллектора. Авторы рассматривают усовершенствованные подходы к определению профиля притока на основе классического эффекта калориметрического смешивания. На основе термомоделирования обоснована возможность повышения достоверности оценки доли пластов в притоке по эффекту смешивания путем совместного анализа динамики поведения температуры в действующей и в остановленной скважине. Предложенный подход опробован при разных условиях проведения термических исследований, в том числе в малодебитных скважинах с горизонтальным окончанием ствола.

Ключевые слова

Промыслово-геофизические исследования нефтяных и газовых скважин, термометрия скважин, профиль притока, калориметрическое смешивание.

Теория

В данном исследовании был проведен анализ экспрессной оценки профиля притока совместно вскрытых пластов на основе эффекта – калориметрического смешивания. Данный эффект давно известен и используется для количественной оценки дебита скважин [2].

Эффект описывает мгновенное смешивание в стволе скважины в интервале каждого из совместно работающих пластов, двух потоков флюида. Первый поток движется по стволу по направлению к подошве пласта и характеризуется объемной теплоемкостью флюида $C_{\text{под}}$, расходом, $Q_{\text{под}}$ и температурой $T_{\text{под}}$, второй поступает из пласта и имеет свои значения перечисленных параметров: $C_{\text{пл}}$, $Q_{\text{пл_раб}}$, $T_{\text{пл_раб}}$. Такие же характеристики для смеси в кровле интервала притока: $C_{\text{кр}}$, $Q_{\text{кр}}$, $T_{\text{кр}}$. В пренебрежении толщиной пласта данный эффект описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{под}} Q_{\text{под}} T_{\text{под}} + C_{\text{пл}} Q_{\text{пл_раб}} T_{\text{пл_раб}} = C_{\text{кр}} Q_{\text{кр}} T_{\text{кр}} \quad (1)$$

Из которого следует зависимость:

$$\frac{C_{\text{пл}} Q_{\text{пл_раб}}}{C_{\text{кров}} Q_{\text{кров}}} = \frac{T_{\text{под}} - T_{\text{пл_раб}}}{T_{\text{под}} - T_{\text{кр}}} \quad (2)$$

Определение температур кровли и подошвы пластов необходимых для расчетов не является проблемой, это отсчеты с термограмм в действующей скважине на глубинах кровли и подошвы. Основной задачей при использовании данной зависимости для

оценки доли пластов в притоке является определение температуры $T_{пл_раб}$ поступающего из пласта флюида, определяемой соотношением:

$$T_{пл_раб} \approx T_{\phi} + \Delta T_{пл_раб} \quad (3)$$

Чтобы использовать данное соотношение необходимо знать фоновую температуру – T_{ϕ} , и изменение пластовой температуры под воздействием процессов выделения и переноса теплоты, сопровождающих приток $-\Delta T_{пл_раб}$.

Значение фоновой температуры T_{ϕ} можно определить разными способами. В изначально не работающей или длительно простаивающей скважине фоновая температура близка к естественной. При длительной эксплуатации скважины фоновая температура определяется по термограмме в статике. Обычно для этой цели используется отсчет по термограмме на глубине пласта в скважине, остановленной перед началом термических исследований или сразу после их проведения [1, 3].

Классический способ определения величины $\Delta T_{пл_раб}$ предполагает, что она близка для всех совместно вскрытых пластов. Тогда ее оценивают по подошве нижнего работающего интервала [4]. Но данный способ применим только если совместно вскрытые пласты близки по дебиту и составу притока.

Другая ситуация, тоже достаточно редкая, предполагает, что проведению геофизических исследований скважины предшествовало интенсивное термическое воздействие на пласт, величина которого существенно превышает влияние происходящих в пласте баротермических процессов. Тогда температуре поступающего из пласта флюида соответствует отсчет по фоновой термограмме.

Более эффективным и универсальным способом решения задачи могло бы стать непосредственное измерение температуры пласта на стенке скважины, выполненное сразу после ее остановки. Но этому препятствует влияние экранирующего эффекта (рисунок 1), возникающего при движении газожидкостной смеси по стволу.

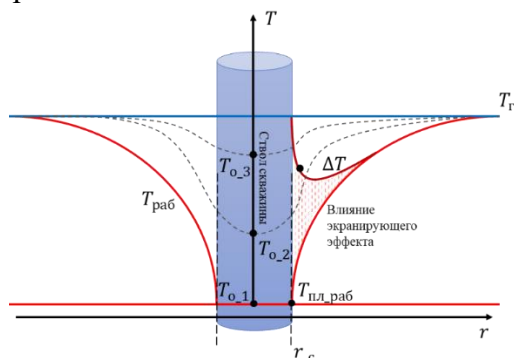


Рисунок 1. Распределение температуры по простиранию пласта в моменты работы и остановки скважины.

Поэтому авторы предлагают использовать для определения величины $T_{пл_раб}$ измерение температуры на глубине пласта в статике, выполненное уже после того, как данное экранирующее влияние релаксирует. Но формальное отождествление результата данного измерения к искомой величине $T_{пл_раб}$ некорректно, поскольку тепловое поле на стенке скважины за этот период времени успевает существенно измениться. В результаты измерений в этом случае необходима существенная поправка.

Основой введения данной поправки является тождественность поведения температуры во времени в период работы и последующей остановки скважины. Этот факт иллюстрируется рис. 2, где приведены результаты моделирования изменения температуры на стенке коллектора в периоды стабильного отбора и последующей остановки скважины. При моделировании учитывалось влияние на тепловое поле фильтрационно-емкостных и тепловых свойств коллектора и вмещающей среды, геометрические характеристики вскрываемой пласт трещины ГРП различной геометрии, возможность произвольного чередования циклов работы и остановки пласта различной длительности, интенсивность и состав притока. Результаты расчетов отражают сходство поведения температуры периодах отбора и в статике во всем диапазоне фильтрационных свойств коллектора, а при вскрытии пласта ГРП и при всех длинах трещин.

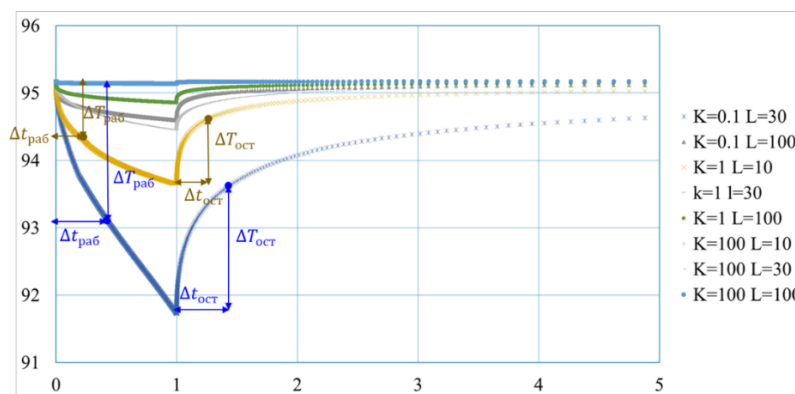


Рисунок 2. Моделирование работы скважины с трещиной ГРП циклы «работа-остановка». Продолжительность цикла «работа» -24 часа, шифры кривых – проницаемость пласта (k , мД) и длина трещины (L , м). Тождественность измерений в циклах динамики и статике проявляется в близости приращений температур $\Delta T_{\text{раб}} \approx \Delta T_{\text{ост}}$ определенных при одинаковых продолжительностях работы и остановки скважины $\Delta t_{\text{раб}} = \Delta t_{\text{ост}}$.

С учетом данного сходства последовательность проведения и интерпретации результатов исследований представляется следующей. Для диагностики притоков и определения параметров аномалий смешивания регистрируется термограмма в стабильно работающей скважине $T_{\text{раб}}$. Для температуры поступающего из пласта флюида регистрируется ее значение в остановленной скважине $T_{\text{ост}}$, по которой на глубине пласта рассчитывается величина аномалии $\Delta T_{\text{ост}} = T_{\text{фон}} - T_{\text{ост}}$. На основе результатов моделирования по величине $\Delta T_{\text{ост}}$ находится величина аномалии $\Delta T_{\text{раб}} = T_{\text{фон}} - T_{\text{пл_раб}}$, определяющая температуру поступающего из пласта флюида $T_{\text{пл_раб}}$.

Точность оценки максимальна если продолжительности работы скважины $\Delta t_{\text{раб}}$ перед замером $T_{\text{пл_раб}}$ и ее остановки $\Delta t_{\text{ост}}$ перед замером $T_{\text{ост}}$ совпадают (рис 2). Но это условие не обязательно. Соотношение времен $\Delta t_{\text{раб}}$, $\Delta t_{\text{ост}}$ может быть любым, соответственно, поменяется параметры связи между измеренной и искомой температурами. Значения данных параметров определяются результатами моделирования.

Использование результатов модели для расчетов поясняет рис. 3 и 4. Рисунок 3 иллюстрирует идею определения температуры, поступающей из пласта газожидкостной смеси на основании измерений в остановленной скважине.

Рис. 4 отражает связь между этими параметрами (точнее между соответствующими приращениями $\Delta T_{\text{пл_раб}} = T_{\text{фон}} - T_{\text{раб}}$) и $\Delta T_{\text{ост}} = T_{\text{фон}} - T_{\text{пл}}$ Он

иллюстрирует факт, что за счет влияния свойств пластовой системы (прежде всего ФЕС коллектора и длин трещин) связь между данными параметрами неоднозначна. За счет влияния параметров скважины и пласта, в оценке величины температуры выходящего из пласта флюида, которая возрастает с ростом длительности остановки скважины (рис. 4).

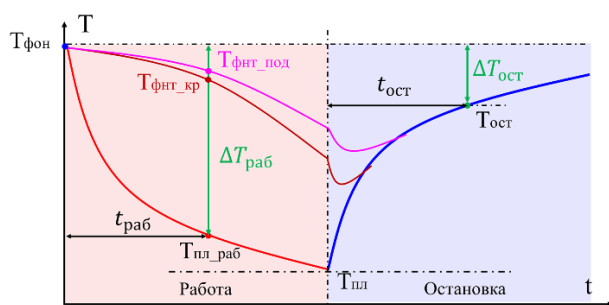


Рисунок 3. Изменение температуры (T) поступающего из пласта флюида во времени (t), $\Delta T_{\text{раб}}$, $\Delta T_{\text{ост}}$ – характерные отличия температуры в момент ее остановки от фоновой.

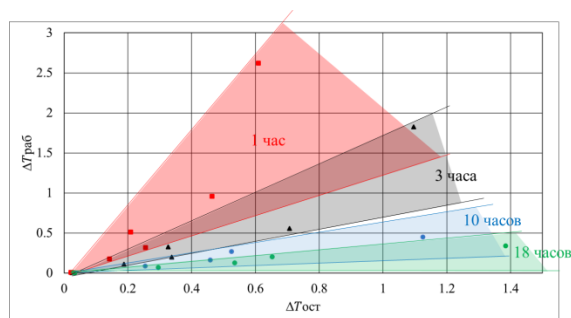


Рисунок 4. Зависимость коэффициента $\Delta T_{\text{ост}} = T_{\text{фон}} - T_{\text{ост}}$ и $\Delta T_{\text{раб}} = T_{\text{ост}} - T_{\text{пл}}$. Точки объединены в статистические области, каждая из которых соответствует одинаковому времени работы и простоя скважины

Выводы

Предложены усовершенствованная технология проведения термических исследований и способ экспрессной оценки доли пластов в притоке на основе эффекта калориметрического смешивания. Их отличительной особенностью является повышение точности оценки за счет независимого определения температуры, притекающей в ствол газожидкостной смеси путем совместного анализа результатов измерений в циклически работающей скважине в периоды притока и в статике. Разработанные технические решения опробованы в эксплуатационных нефтяных и нефтегазовых скважинах при различных условиях проведения исследований. Предполагается расширить возможности практического применения полученных результатов за счет их использования в интервалах малодебитных и нестабильно работающих коллекторов.

Библиография

1. Соловьева В.В., Бакинова Е.В. Информативные преимущества циклических термических исследований горизонтальных скважин, вскрывающих пласты, аномально низкой проницаемости. В книге: Горизонтальные скважины 2022. Сборник материалов 5-й научно-практической конференции. Москва, 2022. С. 222-225.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа Т.1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020-660с.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа Т.2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020-756 с.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. И.Недра, 1965-238с.

In situ изучение синтетических водно-углеводородных включений в кварце, как источник информации о восполнении отработанных нефтегазовых месторождений. **Балицкий В.С.*** (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), **Сеткова Т.В.** (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac.ru), **Голунова М.А.** (nov@iem.ac.ru), **Бубликова Т.М.** (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), **Балицкая Л.В.** (lvbalitskaya@mail.ru)

Аннотация

Доклад посвящен результатам изучения явления восполнения и подпитки истощенных и практически полностью отработанных нефтегазовых месторождений. Однозначно установлено, что обновление запасов жидких и газовых углеводородов в них происходит постоянно, вызывая дискуссию, откуда и каким образом происходит подток новых порций нефти и газа. Эти вопросы решались нами на основе изучения *in situ* синтетических водно-углеводородных включений в кварце, выращенном в тех же опытах, в которых осуществляли взаимодействие битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами при температурах 240 – 550 °С и давлениях до 150 МПа.

Ключевые слова

Битуминозные породы, нефтяные углеводороды, флюидные включения, гидротермальные растворы

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках темы НИР ИЭМ РАН № FMUF-2022-0003 и при поддержке РФФИ грант № 21-55-15010.

Теория

Доклад посвящен результатам изучения явления восполнения и подпитки истощенных и практически полностью отработанных нефтегазовых месторождений. Весьма наглядным примером в этом отношении являются нефтегазовые месторождения Татарстана и, в частности, крупнейшее из них Ромашкинское месторождение. Обновление в нем запасов нефти отмечается на протяжении более 40 лет, вызывая постоянную дискуссию о масштабах подтока новых порций нефти и газа и откуда они поступают. Обычно для оценки потенциальной нефтегазоносности битуминозных и углеродистых пород используются методы пиролиза и аквапиролиза. Они дают хорошие результаты, но не позволяют непосредственно наблюдать за поведением, фазовым составом и фазовым состоянием генерируемых углеводородов (УВ). Однако именно эти характеристики являются наиболее важными для развития гипотезы происхождения жидких и газовых УВ и создания на этой основе новых подходов и методов их поисков и разведки. Мы попытались ответить на эти вопросы, используя новые подходы и комплекс методов высокого разрешения. Суть их состоит в проведении экспериментов по генерированию жидких и газовых УВ при взаимодействии битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами. Одновременно в тех же опытах выращивались кристаллы минералов, в основном, кварца. В случае образования жидких и газовых УВ последние неминуемо захватываются кварцем в виде водно-углеводородных включений. Такие включения далее используются для непосредственного (*in situ*) определения фазового состава и фазовых состояний водно-углеводородных флюидов.

Кристаллы кварца с флюидными включениями выращивали гидротермальным методом температурного градиента на кварцевых затравках. Фазовый состав и фазовые состояния флюидов в захваченных включениях изучали *in situ* при температурах до 410 °С и давлениях до 150 МПа с использованием термометрического комплекса THMSG-600 (Linkam, England) для съемки соответствующих видеофильмов. Диагностику фаз во включениях проводили, используя методы молекулярной, в том числе, высокотемпературной (до 450 °С) Фурье ИК и КР спектроскопии, оптической микроскопии, особенно с использованием ультрафиолетового освещения для диагностики жидких и газовых УВ, а также газо-жидкостной хроматографии.

Первым исследователем, который осуществил пиролиз битуминозного сланца с получением нефтеподобной жидкости, практически не отличимой от природной нефти близлежащего региона, был М.Д. Леван с соавторами [1]. Наши эксперименты, проводимые на совершенно другой методической основе, а именно на осуществлении взаимодействия битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами с одновременным выращиванием кварца с водно-углеводородными включениями, полностью подтвердили данные М.Д. Левана с соавторами о получении при таком взаимодействии нефтеподобной жидкости и горючих газов, в основном метана. Это дает основание согласиться с данными по пиролизу и аквапиролизу, проводимым М.Д. Леваном с соавторами. Полученные нами результаты также связывают формирование нефти и метана с процессами взаимодействия битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами в диапазоне температур 240 – 700 °С и давлений до 150 МПа. По крайней мере, независимо от методов исследований, полученные нами результаты позволяют объяснить происхождение нефти и метана за счет реальных, непосредственно (*in situ*) наблюдаемых процессов. Многочисленные видео фильмы, микротермограммы, Фурье ИК спектрограммы, фото различных УВ в ультрафиолетовом свете и т.п. позволяют разобраться со многими теоретическими и прикладными вопросами и задачами происхождения УВ. Состав и объемные соотношения фаз во включениях характеризуются большим разнообразием, которое может быть схематически представлено в качестве неравенств: $L1 > G$, $L1 \geq G > L2$, $L1 \geq G > L2 \geq SB$, $L1 \geq G > SB > L2$, $L2 \geq L1 \geq G$, $L2 \geq L1 > G \geq SB$ и $L2 > L1 \geq G \geq SB > L3$, где (здесь, ниже и на рисунках): L1 – водный раствор, G – газ (в основном метан, пары воды и жидких УВ), L2 и L3 – жидкие УВ, SB – твердые битумы (рис. 1). Указанные во включениях фазы определены на основе локальных Фурье ИК-спектров поглощения. Иллюстрацией результатов исследований также являются микротермограммы, на которых отражена полная информация по исследованиям включений, сформированных в широком интервале ТР-условий, в том числе тех, при которых формируются гомогенные субкритические флюиды (рис. 2).

Ранее мы предварительно установили, что нефть выше 320 °С теряет устойчивость и трансформируется в твердые битумы и углеводородные газы, в основном, метан [2]. В конечном состоянии после двухнедельной обработки при температурах 350 и 380 °С и давлении 100 МПа нефть практически полностью превращается в антракосолит (вплоть до графита) и метан.

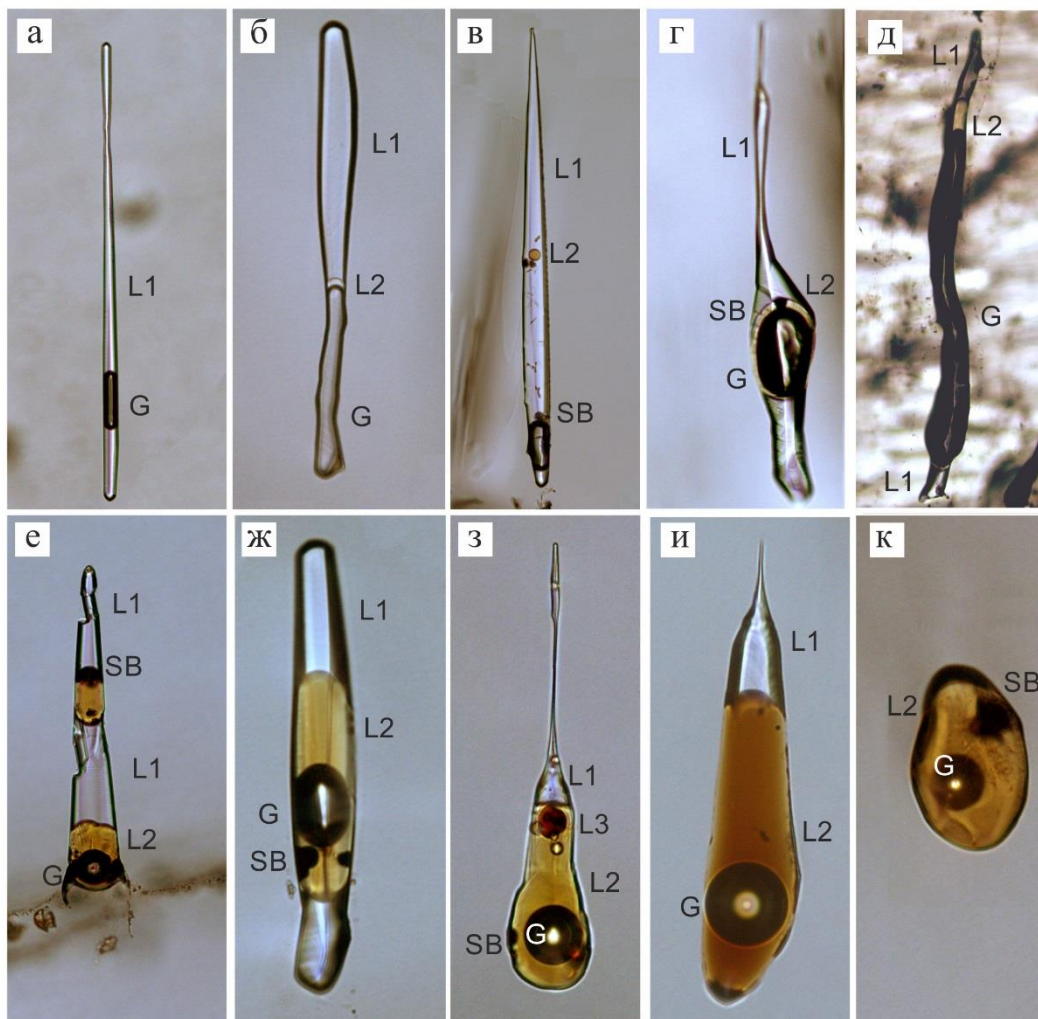


Рисунок 1. Синтетические флюидные водно-углеводородные включения в кварце: существенно водные с объемными соотношениями фаз $L1 > G$ (а), $L1 > G > L2$ (б), $L1 > G > L2 >> SB$ (в, з); существенно газодные с $G > L1 > L2$ (д), и существенно углеводородные с $L2 > G > L1$ (е, з), $L2 > G > L1 > L3$ (ж), $L2 > G$ (и).

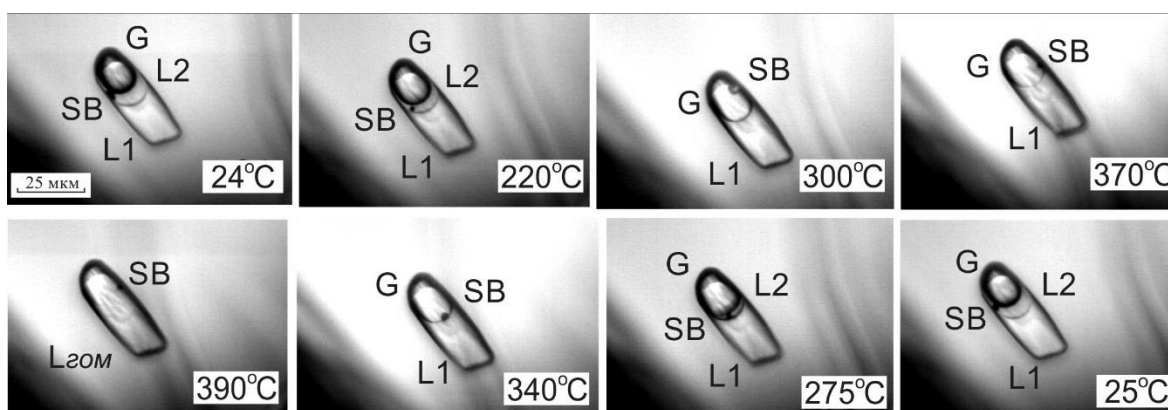


Рисунок 2. Микротермограмма существенно водного углеводородного включения с объемным соотношением фаз $L1 > G > L2 >> SB$.

Об этом свидетельствуют также полученные нами ранее уникальные экспериментальные данные по формированию в земных недрах гомогенных водно-углеводородных флюидов, находящихся (согласно расчетам) на глубинах 12 – 14 км (в условиях преобладания нефти над водным раствором) и 20 – 35 км (в условиях

преобладания водного раствора над нефтью). Доказательства этому приведены в наших публикациях [3,4], основываясь на исчезновении полос поглощения в высокотемпературных Фурье ИК спектрах по мере растворения жидких углеводородов в водных растворах. Термометрическое изучение наиболее характерных флюидных включений позволило установить, что в диапазоне 25–350 °С их фазовый состав претерпевает сложные и обратимые превращения. Характер поведения флюидных включений полностью воспроизводится при неоднократном повторном их нагревании и охлаждении. Это свидетельствует о стабильности образующихся во включениях углеводородных фаз.

Выводы

В целом, основной результат проведенных экспериментальных исследований – это доказательство того, что при взаимодействии битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами происходит образование жидких (нефти) и газовых УВ. При наличии путей миграции они должны перемещаться в сторону истощенных и отработанных коллекторов, осуществляя реформирование новых полноценных нефтегазовых залежей.

Библиография

1. Lewan M.D., Winters, J.C., and McDonald, J.H. Generation of oil like pyrolyzates from organic rich shales, *Science*, vol. 203, pp. 897–899, 1979.
2. Балицкий В.С., Пентелей С. В., Пиронон Ж., Баррес О., Балицкая Л.В., Сеткова Т.В. Фазовые состояния водно-углеводородных флюидов при повышенных и высоких температурах и давлениях в связи с выяснением форм и максимальных глубин нахождения нефти в земных недрах. Доклады Академии наук, 466(4):454–458, 2016.
3. Balitsky V.S., Setkova T.V., Balitskaya L.V., Bublikova T.M., and Golunova M.A. Phase composition and states of water-hydrocarbon fluids at elevated and high temperatures and pressures (experiment with the use of synthetic fluid inclusions). In *Advances in Experimental and Genetic Mineralogy*, volume 11 of Special Publication to 50th Anniversary of DS Korzhinskii Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences. Litvin Yu.A. Safonov O.G (Editors), New York, 2020. New York.
4. Балицкий В.С., Плотникова И.Н., Балицкая Е.Д., Пиронон Ж., Баррес О., Пентелей С.В., Сеткова Т.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М., Балицкая Л.В., Петров С.М., Лахова А.И. Синтетические водно-углеводородные включения в кварце, как свидетельство возможности образования нефти и газа в процессе взаимодействия битуминозных пород с гидротермальными растворами. *Нефтяная провинция*, 28(4):293–326, 2021.

Внедрение технологии водогазового воздействия при разработке остаточных запасов нефти. Белезякова К.А.* (МГРИ им С. Орджоникидзе, christiebeleziakova@yandex.ru)

Аннотация

В данной работе рассмотрен метод водогазового воздействия на пласт посредством закачки мелкодисперсной водогазовой смеси с применением насосно-эжекторной системы. Предлагается закачивать водогазовую смесь в скважину, которая вскрывает остаточные запасы, наибольшие по своим объёмам. С целью регулирования расхода закачиваемой в каждую скважину смеси предлагается использовать диафрагмы. Также рекомендуется проводить фильтрационные исследования для определения области рационального газосодержания и подбирать воду такого состава, которая предотвращает расслоение смеси.

Ключевые слова

Разработка остаточных запасов, водогазовое воздействие, трудноизвлекаемые запасы, попутный нефтяной газ.

Теория

В настоящее время на месторождениях России существенно усложнилась структура запасов нефти, вовлекаемых в разработку. К 2020 году количество трудноизвлекаемых запасов составляет 75%. Трудноизвлекаемые запасы требуют применения нетривиальных технологий. Появляется острая необходимость применения усовершенствованных методов увеличения нефтеотдачи пласта.

Как известно, большая часть (около 90%) месторождений разрабатывается с применением заводнения. Данный метод на определённом этапе разработки позволяет увеличить нефтеотдачу. Однако нефти различных месторождений обладают вязкостями, существенно большими по сравнению с вязкостью воды. Вода фильтруется по наиболее проницаемым участкам пласта, при том остаточные запасы нефти, сконцентрированные в зонах меньшей проницаемости, остаются невовлечёнными в процесс разработки.

С целью вовлечения в разработку зон, в которых аккумулированы остаточные запасы нефти, необходимо внедрить технологию, которая будет обладать преимуществами заводнения, а также позволит исключить негативное влияние вышеуказанного фактора. В качестве такого метода предлагается водогазовое воздействие (ВГВ) – закачку в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси [1].

Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды обеспечивает повышение общей эффективности вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения, закачки газа или иных модификаций ВГВ. Нагнетание воды и газа повышает охват неоднородных пластов заводнением [1]. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7 – 15 % по сравнению с обычным заводнением.

Анализ различных вариантов реализации ВГВ показал, что наибольшим потенциалом обладают насосно-эжекторные системы [3]. Насосно-эжекторные системы

для ВГВ – устройства, которые позволяют получить и закачивать водогазовую смесь через нагнетательные скважины.

В качестве газа для получения смеси могут быть использованы попутный, углекислый, выхлопные и дымовые газы, что позволяет не только увеличивать нефтеотдачу, но и снизить негативное влияние на окружающую среду за счёт полезного использования данных газов. Применение попутно газа, либо смеси газов актуально для промыслов, на которых по прежнему ПНГ сгорает в факелах (рис. 1) [7].

Для успешного внедрения метода при разработке нефтяного месторождения на поздней стадии необходимо определить, какие объёмы остаточных запасов вскрываются каждой конкретной скважиной [4].

В [8] предложен способ закачки водогазовой смеси, который учитывает распределение остаточных запасов в анизотропном по проницаемости пласте. Устройство для реализации метода направляет смесь с низким газосодержанием в сепаратор. Из сепаратора часть воды идёт на заводнение. Оставшийся объём воды направляется насосом в эжектор, который откачивает газ из сепаратора. Т. е. за счёт направления одного количества газа в меньший объём воды увеличивается газосодержание. Смесь направляется в скважины, которые вскрывают наибольшие остаточные запасы. Данное решение применимо в случаях, когда попутного газа недостаточно для закачки в каждую скважину смеси с рациональным газосодержанием (особо актуально для месторождений Урало-Повольжья, нефти которых характеризуются низкими значениями газового фактора) [4].

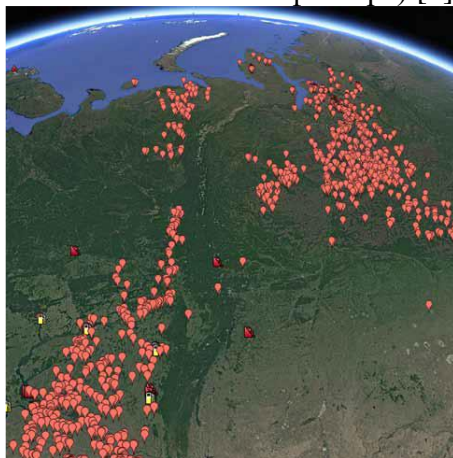


Рисунок 1. Фрагмент Google Earth с отметками, обозначающими факелы горящего ПНГ в России [5].

С целью реализации способа [8] возникает вопрос: каким именно образом можно контролировать расход смеси, закачиваемой в каждую из скважин. На Самодуровском месторождении (первый успешный опыт внедрения ВГВ посредством насосно-эжекторных систем) закачка реализовывалась в 11 скважин, при этом система не предусматривала контроль расхода. Для совершенствования технологии разработан способ [9], который предусматривает использование диафрагм – замерных устройств для контроля расхода закачиваемой смеси. Данные устройства способствуют увеличению нефтеотдачи за счёт направленной закачки смеси в скважины. Методика контроля расхода закачки смеси изложена в [6].

Вместе с предложенной схемой закачки смеси рекомендуется проводить фильтрационные исследования для определения рекомендуемой величины

газосодержания смеси (которая способствует максимальному увеличению коэффициента вытеснения). Для предотвращения расслоения смеси при её закачке необходимо подбирать ПАВ [10]. Однако случае, когда жидкость имеет состав, способствующий предотвращению расслоения, добавление ПАВ не требуется [2].

Выводы

Водогазовое воздействие, которое является эффективным методом увеличения нефтеотдачи пластов, не получило широкого применения на практике. Предложенная стратегия закачки позволит внедрять ВГВ на промыслах с различными геолого-промышленными условиями, а использование замерных устройств – увеличить дебиты добывающих скважин.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. С. 85-89.
2. Горелкина Е.И. О возможности повышения КПД жидкостно-газового эжектора при его эксплуатации на нефтепромыслах // Научный журнал РГО. 2023. № 1 (37).
3. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. №4(32). С. 28-35.
4. Горелкина Е.И. Рациональная закачка водогазовой смеси и устройство для её осуществления // Tatarstan UpExPro, 2022, КФУ, 2022, С. 201-204.
5. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 25-32.
6. Методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины при эксплуатации нефтяных месторождений / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 1-8.
7. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
8. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов и др. // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
9. Патент на изобретение 2787173 С1 РФ. Способ для водогазового воздействия на пласт и повышения дебитов нефтяных скважин и устройство для его осуществления / А.Н. Дроздов и др. – 29.12.2022. Заявка № 2022108764 от 01.04.2022.
10. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «ТАТНЕФТЬ» / Н.А. Князева, А.Н. Береговой, М.Р. Хисаметдинов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 19-27.

Газовые и водогазовые МУН: инновационные технологии, перспективы применения. Бороненков Д.А.* (РУДН, danil.boronenkov@inbox.ru)

Аннотация

В данной работе рассмотрены такие методы воздействия на пласт, как генерация углекислого газа в пластовых условиях и водогазовое воздействие на пласт с применением насосно-эжекторных систем. Рассмотрены способы реализации данных технологий. Основным преимуществом генерации CO_2 является отсутствие необходимости улавливания и закачки через наземное оборудование газа (что исключает коррозионных эффект). Применение ВГВ позволяет утилизировать ПНГ, который в условиях многих промыслах не может быть использован каким-либо другим образом (например, из-за низкого напора газа). Описан механизм вытеснения остаточных запасов водогазовой смесью. Выделены факторы, влияющие на степень взаимодействия компонентов смеси и пластового флюида.

Ключевые слова

Увеличение нефтеотдачи, генерация CO_2 в пласте, водогазовое воздействие.

Теория

В процессе разработки нефтяного месторождения истощается энергетический потенциал горной породы, что влечёт необходимость применения технологий поддержания пластового давления. Существует несколько технологий, которые способствуют ППД и увеличению нефтеотдачи, однако наибольшую популярность приобрёл метод заводнения. Заводнение – метод, с которым разрабатывается более 90% месторождений мира. Это объясняется рядом причин: относительная простота при реализации, дешевизна и доступность вытесняющего нефть агента – воды. Однако несмотря на накопленный опыт внедрения и разнообразие модификаций сохраняется основной недостаток, который заключается в превышении вязкости нефти над вязкостью воды, что приводит к прорыву последней и обводнению добывающих скважин [1].

В связи с необходимостью внедрения технологий, которые позволят увеличить нефтеотдачу интерес нефтедобывающих компаний направлен в сторону разработки методов, которые позволят увеличить зону охвата пласта воздействием. Одной из таких технологий является метод, предполагающий использование углекислого газа в качестве агента воздействия на залежь [2].

Интересной с точки зрения технологии является технология генерации CO_2 в пластовых условиях. Суть: в пласт закачивается раствор химических реагентов, которые запустят в пластовых условиях химическую реакцию. Продукт реакции – генерируемый CO_2 . Данная технология исключает необходимость закачки газового агента с поверхности и применение соответствующего оборудования. Рассмотрен механизм генерации CO_2 с образованием оторочки, которая используется в качестве вытесняющего остаточные запасы агента и увеличения зоны охвата пласта, изложены результаты экспериментального моделирования процессов, происходящих при внутрипластовой генерации газа, а именно изменение давления и температуры в системе, приведены сведения об экспериментальной установке, которая позволяет регулировать температуру реакции и регистрировать объём и давление образующегося газа. Также

проведены экспериментальные исследования по влиянию минерализации пластовой жидкости на параметры (объём и давление) генерируемого газа. Описана зависимость объёма генерируемого газа и величины давления в системе от количественных соотношений участвующих в стехиометрической реакции жидкостей. Полученные результаты свидетельствуют о влиянии компонентного состава водной фазы газовыделяющего раствора на динамику процесса в псевдокипящей газожидкостной системе. Установлено, что достижение высокой эффективности воздействия на пласт газогенерирующими растворами требует учёта динамических условий нагнетания технологических агентов и термодинамических параметров нефтяной залежи. Экспериментальные результаты измерений давления генерируемого CO_2 показали, что давление газа увеличивается с добавлением ПАВ, снижением температуры и увеличением минерализации пластовой жидкости. Также предложено добавление полимерных добавок. Данная технология более выгодна с экономической точки зрения по сравнению с технологией закачки газа с поверхности. В [3] описан положительный опыт внедрения данной технологии на промыслах.

Однако данная технология акцентирует внимание на решении проблемы низкого нефтеизвлечения.

С целью снижения углеродного следа целесообразно выбрать метод, который предполагает улавливание газового агента и закачку в пласт. Один из них – водогазовое воздействие – получение и закачка мелкодисперсной водогазовой смеси [4]. Данная технология позволяет закачивать ПНГ, углекислый газ, выхлопные и дымовые газы. В [5, 6] показано, что наиболее перспективной модификацией является ВГВ с применением насосно-эжекторных систем. Для внедрения технологии на месторождении необходимо подобрать технику так, чтобы она соответствовала параметрам данного объекта, что подтверждается в [7-9], а реализация метода с учётом распределения запасов в пласте позволит существенно повысить КИН [10].

Для понимания процессов, происходящих в пласте при закачке водогазовой смеси, рассмотрим взаимодействие закачиваемых агентов и породы. На рис. 1 видно, как агенты, обладающие разными подвижностями, проникают в пустотное пространство породы. Газ занимает пространства больших диаметров, тем самым вызывая фильтрацию воды по каналам меньших диаметров. Данный механизм способствует увеличению зоны охвата пласта воздействием, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Это лишь один из вариантов, как вода и газ могут взаимодействовать при закачке. На практике необходимо учитывать такие факторы, как термобарические условия (какой газ и в каком объёме растворится в пластовом флюиде, как при этом изменятся свойства нефти), какой по составу газ закачивается (если закачивается ПНГ – смесь не- и углеродородных компонентов, то в определённых условиях различные компоненты ПНГ по-разному будут взаимодействовать с породой и насыщающей её флюидами), а также каково газосодержание водогазовой смеси в пластовых условиях. Как известно, рекомендуется закачивать смесь с газосодержанием, которое соответствует области рациональных (чаще $\beta_{\text{пл}}$ стремится к значению 20%) [7, 10]. Важно, что минеральный состав пород, фильтрационно-емкостные свойства, а также свойства флюидов и закачиваемых компонентов определяют степень возможной утилизации газового компонента (часть газа растворяется в пластовом флюиде и попадает в скважинную продукцию).

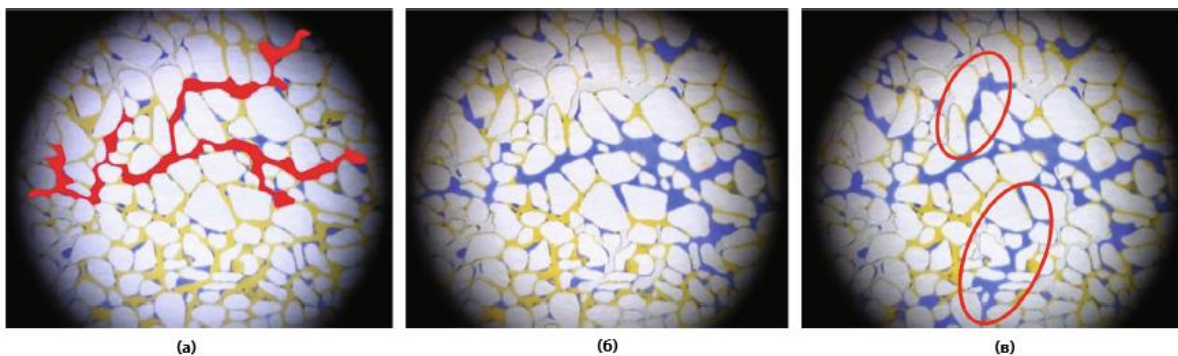


Рисунок 1. Механизм вытеснения нефти при закачке водогазовой смеси: (а) газ занимает большие поры, (б) закачиваемая вода занимает большие каналы и мигрирует в маленькие поры, (в) вода под высоким давлением поступает в незатронутые части порового пространства.

Выводы

Рассмотренные технологии позволяют расширить область газовых и ВГВ и увеличить нефтеотдачу. Применение ВГВ способствует снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду за счёт сокращения объёмов сжигаемого ПНГ.

Библиография

1. Application of pump-ejecting system for SWAG injection and utilization of associated gas/ A.N. Drozdov and al.// Journal of Physics: Conference Series. 2020. С. 012040.
2. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
3. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / A.Kh. Shakhverdiev, G. Panahov and al. // Petrol. Scien. and Techn. 2022.
4. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. Т. 5. С. 85-89.
5. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
6. Gorelkina E.I. Application of pump-ejector systems for increasing oil release in arctic fields // Oil and Gas Horizons. XIII International Youth Scientific and Practical Congress. РГУ НГ (НИУ) им. И.М. Губкина. Москва, 2021. С. 168-170.
7. Горелкина Е.И. Проблема повышения давления нагнетания газа с применением насосно-эжекторных систем и способ ее решения // Актуальные проблемы нефти и газа. 4-я Всероссийская молодежная научная конференция. Москва, 2021. С. 11-12.
8. Комплексный подход к повышению эффективности насосной добычи нефти при высоких линейных и затрубных давлениях / А.Н. Дроздов, В.Н. Калинин и др. // Бурение и нефть. 2023. № 2. С. 48-52.
9. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 9-18.
10. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем/ А.Н. Дроздов и др.//Бурение и нефть. 2022.№2.С. 34-39.

Опыт и перспективы внедрения технологии полимерного заводнения на месторождениях со слоисто-неоднородными коллекторами. Бязров Р.Р. (ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет, byazrow97@gmail.com), Подопригора Д.Г. (ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет, podoprigora-1990@mail.ru)*

Аннотация

Несмотря на прогресс, достигнутый в области развития альтернативных источников энергии, нефть и газ все еще остается преобладающим источником энергии в нашей стране и в большинстве стран мира. В связи постепенным истощением основных запасов и учитывая высокие затраты на поиск и разбуривание новых месторождений возникает необходимость в развитии современных технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из таких технологий является закачки большеобъемных композиций на основе полимеров.

Добавление полимера в закачиваемую воду позволяет повысить ее вязкость, которая в свою очередь позволяет улучшить соотношение подвижностей вытесняемого и вытесняющего агента в пласте. Согласно устоявшемуся мнению, технология полимерного заводнения наиболее эффективна на объектах высоковязкой и сверхвязкой нефти. Однако не всегда эффективность технологии напрямую зависит от соотношения подвижностей. Зачастую влияние на эффективность заводнения в большей мере оказывает неоднородность пласта по проницаемости.

В данной работе будут рассмотрены физические основы полимерного воздействия в неоднородных пластах, накопленный мировой опыт применения данной технологии в коллекторах с маловязкой нефтью.

Ключевые слова

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи; полимерное заводнение; полиакриламид; полимер; обводненность.

Теория

В связи с постепенной выработкой основных запасов нефти как в России, так и в мире, актуальным становится внедрение и разработка методов и технологий, направленных на сохранение уровня добычи углеводородов. На сегодняшний день можно выделить 3 основных подхода к компенсации падающих темпов добычи нефти: 1 – ввод в эксплуатацию месторождений, которые были открыты, но еще не разрабатывались; 2 – поиск и разведка новых месторождений углеводородов; 3 – внедрение методов увеличения нефтеотдачи на действующих месторождениях.

Большая часть вводимых в разработку месторождений углеводородов приурочены к неоднородным пластам с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами или содержат нефть с высокой вязкостью. Разработки и эксплуатация подобных объектов требует внедрения инновационных технологий, которые как правило сопровождаются существенными затратами. При этом конечные показатели нефтеотдачи на уже открытых месторождениях редко превышают 0,35. В связи с

вышесказанным актуальным становится поиск, разработки и совершенствование технологий, направленных на увеличение КИН [4].

Значимым направлением для современной науки является теоретическое и практическое исследование методов увлечения нефтеотдачи на основе закачки большеобъемных оторочек химических реагентов в пласт. Под большеобъемной закачкой, как правило, понимается суммарная закачка в количестве не менее 3% порового объема ($V_{пор}$) участка (для пилотного проекта) или месторождения (при полномасштабном внедрении) [6]. Одним из таких методов является закачка составов на основе полимеров.

За счет добавления полимера повышается вязкость воды, что в свою очередь улучшает охват пласта заводнением и позволяет более эффективно вытеснять нефть с повышенной вязкостью и выше, за счет улучшения соотношения подвижностей двух агентов (нефти, воды).

Полимерное заводнение чаще всего реализуется в двух случаях [3]:

- при неблагоприятном соотношении коэффициентов подвижности нефти и воды (Рисунок 1);
- при благоприятном соотношении подвижностей и низкой вязкости нефти в залежах с определенной степенью неоднородности (Рисунок 2).

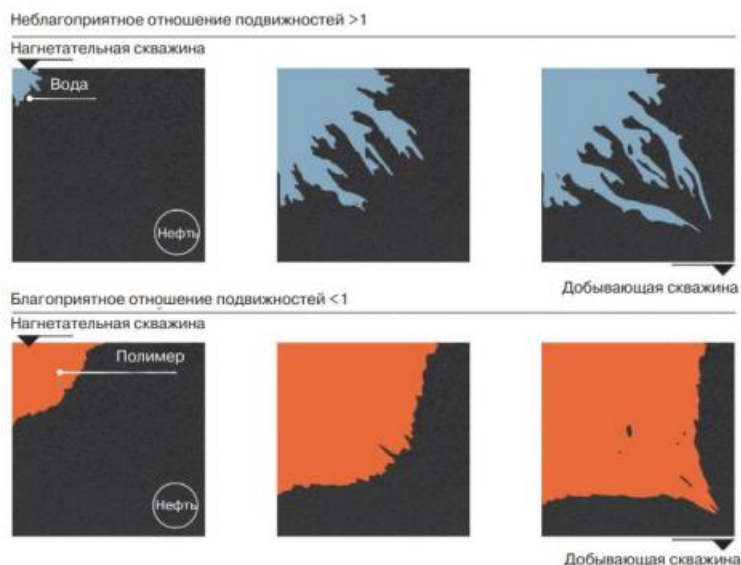


Рисунок 1. Профили движения жидкости от нагнетательной скважины к добывающей при благоприятном и неблагоприятном соотношении подвижностей

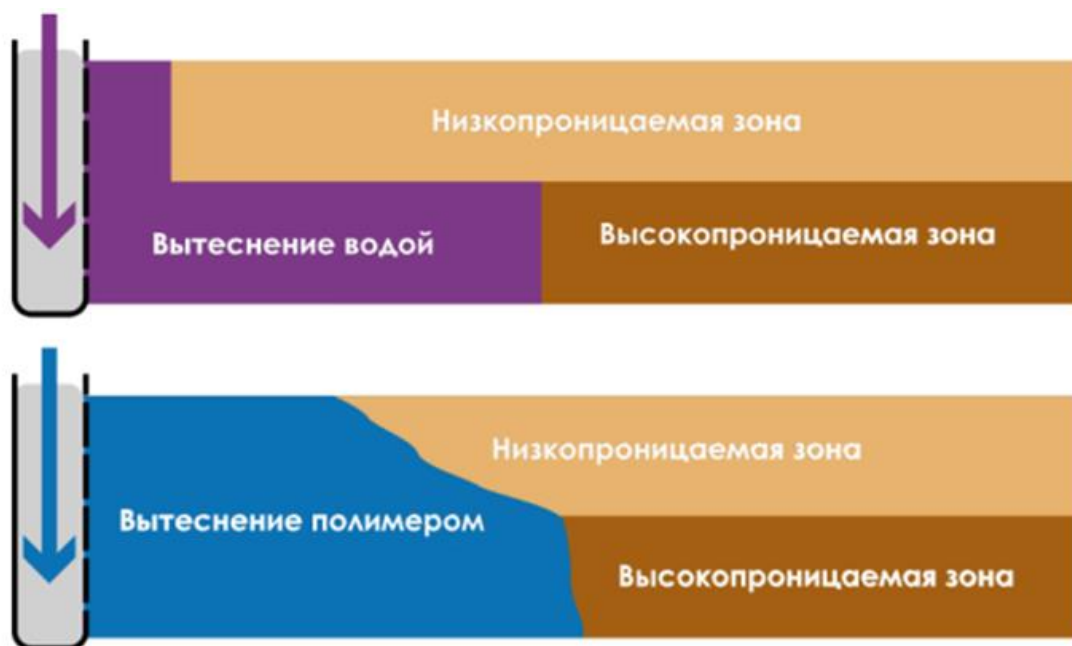


Рисунок 2. Фронт вытеснения различными агентами в пласте со слоистой неоднородностью

В первом случае отмечается неэффективное вытеснение на макроскопическом уровне, которое способствует раннему прорыву воды с последующим длительным периодом добычи нефти с повышающейся обводненностью. Эту ситуацию хорошо иллюстрирует явление образования «язычков» в результате разности вязкостей нефти и воды и образования непромытых участков пласта [1].

Во втором случае, в процессе обычного заводнения при благоприятном отношении подвижностей наличие высокопроницаемых каналов или существенного расчленения коллектора может привести к снижению коэффициента охвата — по простиранию (площадной) и по мощности пласта (вертикальный) [5].

В случае полимерного заводнения, необходимо учитывать не столько расчлененность пласта, сколько степень различия проницаемостей различных его частей.

Также, необходимо отметить, что благодаря различным микроскопическим эффектам, связанным с вязкоупругими свойствами полимерных растворов, применение полимерного заводнения оказывает положительное влияние не только на коэффициент охвата пласта заводнением, но и на коэффициент вытеснения нефти. Речь идет о дополнительном вытеснении некоторой части нефти, содержащейся в тупиковых порах, пристеночной нефти в уже промытых поровых каналах различной проницаемости, а также нефти, удерживаемой капиллярными силами [2].

Далее рассмотрим опыт внедрения технологии полимерного заводнения в неоднородных коллекторах с нефтью незначительной вязкости (до 5 мПа*с) и маловязкой нефтью (5,1 – 10 мПа*с). Основная информация представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Сводная информация по проектам полимерного заводнения на объектах с неоднородными коллекторами

Месторождение	Вязкость нефти, мПа*с	Проницаемость, мД	Пластовая температура, °С	Минерализация, г/л	Удельная эффективность, тн/тп
JZ9-3 (Ангола)	16,9	1000	56	6,4	140
Sirikit(Тайланд)	0,95	35	85-95	н/д	113-129
La-Sa-Xing (Китай)	8,5-10,3	610	45-50	7	91,7
Canto do Amaro (Бразилия)	7-20	204-250	55-56	0,5	81
Dalia (Ангола)	6,5	1000	51	>25	65-220
Нуралы (Казахстан)	0,4-1,7	2-2200	81	н/д	202

Выводы

На основании анализа более 15 пилотных и полномасштабных проектов полимерного заводнения по всему миру, которые внедрялись на месторождениях с невысокой вязкостью нефти можно сделать вывод о том, что влияние полимерного заводнения на увеличение охвата пласта заводнением достигается не только за счет выравнивания подвижностей нефти и вытесняющего агента, но также и благодаря перераспределению фильтрационных потоков нагнетаемой в пласт жидкости из высокопроницаемых и, как следствие, уже промытых зон, в менее проницаемые, содержащие большое количество остаточных запасов

Библиография

1. Подопригора, Д. Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д. Г. Подопригора, Р. Р. Бязров, Е. А. Христич // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14. – № 2. – С. 34. – EDN SWDEQU.
2. Ameli F., Moghadam S., Shahmarvand S. Polymer flooding //Chemical Methods. – Gulf Professional Publishing, 2022. – P. 33-94.
3. Antoine Thomas. Essentials of Polymer Flooding. Wiley, 2018. Vol. 292.
4. Palyanitsina A. et al. Environmentally Safe Technology to Increase Efficiency of High-Viscosity Oil Production for the Objects with Advanced Water Cut // Energies (Basel). 2022. Vol. 15, № 3. P. 753.
5. Seright R. S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2010. – Т. 13. – №. 04. – P. 730-740.
6. Wei Z. et al. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 2751–2758.

Применение технологии добычи высоковязкой нефти на месторождении ПАО «Татнефть». Вильданов И.Д.* (РУДН, foxbox2001@mail.ru), Абдурасулов Ш. (РУДН, sherali_080897@mail.ru)

Аннотация

В настоящее время при разработке нефтяных месторождений интерес обращён к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) углеводородов. В России около 60% от общих запасов являются ТРИЗами. Поскольку добыча «лёгкой» нефти снижается, требуется разработка технологий и способов для успешного освоения залежей ТРИЗов. Однако нередко добыча высоковязкой нефти ведётся с применением традиционных технологий – установок штанговых глубинных и винтовых насосов, эксплуатация которых осложнена многими негативными факторами. В связи с этим рассмотрен альтернативный способ добычи нефти высокой вязкости с помощью струйных насосных установок с рабочей жидкостью высокой температуры. Приводится описание предлагаемой технологии эксплуатации скважин. Для оценки влияния температуры рабочей жидкости (нагретой воды) на добычу высоковязкой нефти струйными насосными установками применяется аналитическая модель. Модель позволяет выбрать оптимальную температуру, расход и давление рабочей жидкости для эффективной работы системы «скважина-струйная установка». Отмечено, что данная технология способствует предотвращению выпадения АСПО.

Ключевые слова

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), струйный аппарат, высоковязкие нефти.

Теория

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, трубах, а также поровых каналах, что затрудняет добычу, транспорт и хранение. Данные процессы наблюдаются в процессе нефтедобычи при существенном снижении температур. Существуют несколько способов разрешения проблем, связанных с АСПО, эти способы подразделяются на методы предотвращения выпадений и способы борьбы с отложениями [1].

Один из способов борьбы с выпадением подразумевает закачку теплоносителя.

Для условий одного из месторождений высоковязких нефтей ПАО «Татнефть» разработан способ добычи, который подразумевает использование струйного аппарата, опущенного на забой. Для реализации способа использовался метод, описанный в [2]. В скважину спускают двухрядную компоновку НКТ. В нижней части находится гидроструйный аппарат (эжектор) (рис. 1). Инжектирующим потоком является вода, разогретая до некоторой температуры, подобранной расчётным путём. Инжектируемый поток – тяжёлая нефть, которая вытекает из пласта и скапливается на забое. На выходе эжектора образуется смешанный поток. Вода закачивается по внутреннему ряду НКТ, между внешней НКТ и стенкой скважины скапливается флюид, смешанный поток поднимается между рядами НКТ.

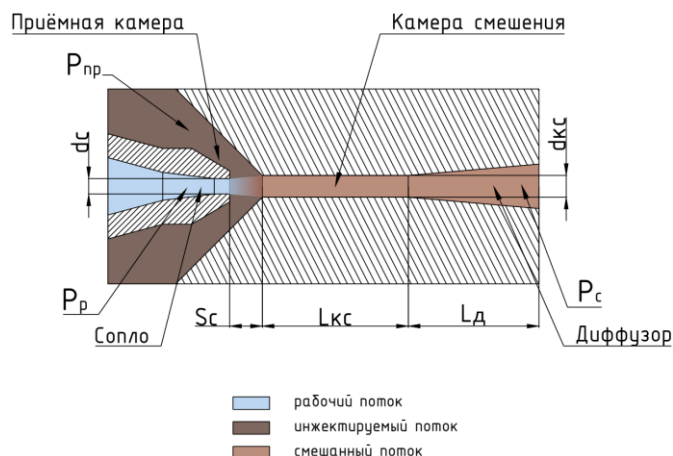


Рисунок 1. Принципиальная схема эжектора [3].

С целью выбора эжектора была использована методика [4]. Определена область бескавитационной работы эжектора. Подобраны параметры эксплуатации, при которых эжектор работает с наибольшим КПД [5-7].

Согласно алгоритму [2] подобраны параметры закачки воды, получены выходные данные: параметры на устье скважины и параметры эжектора. Для реализации способа выбран источник горячей жидкости. Рассчитана мощность, затраченная на реализацию способа, как это требуется в [8].

Данный метод может быть применён на иных месторождениях, однако, полагаясь на расчёты затраченной мощности на возможный нагрев воды, стоит отметить, что наличие горячего источника ограничивает область применения метода.

Выводы

Данный метод может быть успешно внедрён, т.к. объём нагретой воды, а также удалённость источника позволяют реализовывать технологию с минимальными энергетическими затратами.

Библиография

1. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Конспект лекций. В трех частях / Н.А. Дроздов и др. // Москва, 2020. Том 1.
2. О преимуществах закачки высокотемпературной рабочей жидкости при разработке месторождений высоковязких нефтей с использованием гидроструйных насосных установок / А.Н. Дроздов и др. // Нефть и газ: технологии и инновации. Национальная научно-практическая конференция. В 3-х т. 2020. С. 126-128.
3. Горелкина Е.И. Способы повышения КПД жидкостно-газового эжектора // Актуальные проблемы нефти и газа. V Всероссийская молодежная научная конференция. Москва, 2022. С. 24-26.
4. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 25-32.
5. Горелкина Е.И. О возможности повышения КПД жидкостно-газового эжектора при его эксплуатации на нефтепромыслах // Научный журнал РГО. 2023. № 1 (37).
6. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле / А.Н. Дроздов и др. // Москва, 2020. Спутник+, 391 с.
7. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
8. О преимуществах закачки высокотемпературной рабочей жидкости при разработке месторождений высоковязких нефтей с использованием гидроструйных насосных установок / А.Н. Дроздов и др. // Нефть и газ: технологии и инновации. Национальная научно-практическая конференция. В 3-х т. 2020. С. 126-128.

Эксплуатация самозадавливающихся газовых скважин с применением струйных аппаратов на примере Ямбургского месторождения. Абдурасулов Ш.*, Вильданов И.Д. (РУДН, sherali_080897@mail.ru, foxbox2001@mail.ru)

Аннотация

Рассмотрена технология эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин с применением струйного аппарата. В качестве перспективного промысла выбрано Ямбургское месторождение. Выявлены факторы, приводящие к обводнению скважин. Проанализированы данные фонда эксплуатационных скважин, из которых выбраны скважины-кандидаты. Рассмотрены известные технологии борьбы с самозадавливанием. Доказано, что данный метод перспективнее по сравнению с иными известными методами.

Ключевые слова

Самозадавливающиеся скважины, струйный аппарат, эксплуатация газоконденсатных месторождений.

Теория

На сегодняшний день большая часть газовых и газоконденсатных месторождений разрабатывается в условиях проявления упруговодонапорного режима. При продолжительной эксплуатации проявляется проблема скапливания пластовой жидкости. Вода, попадая в ствол скважины, скапливается на забое, и чем больше объём воды, тем выше динамический уровень жидкости. При увеличении данного уровня падает давление, вследствие чего падает темп добычи скважины. Этот процесс, развиваясь, приводит к прекращению фонтанирования, или самозадавливанию обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин.

Существуют несколько технических решений, которые позволяют бороться с самозадавливанием газовых скважин: замена НКТ на меньший диаметр (высокие затраты, падение дебита), использование плунжерного лифта (большой объём работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами, частичное обледенение внутренней полости НКТ и ФА, препятствующее прохождению клапана), обработка забоя ПАВ (осложнения в эксплуатации промышленного оборудования, снижение качества промысловой подготовки газа, дополнительная нагрузка на оборудование ДКС).

В связи с этим предлагается технология эксплуатации с применением струйного аппарата (СА) [5]. Струйные аппараты приобрели широкую известность благодаря простоте своего устройства, а также способности работать с потоками различных составов в широком диапазоне режимных параметров [2, 6-9].

В данной работе рассмотрена технология для механизированной насосной эксплуатации обводнённых газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости [5], которая подходит под условия Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Исследованы геолого-промысловые условия, выбраны скважин-кандидаты для внедрения метода.

В рамках применения предлагаемого технического решения (рис. 1) в скважину ниже подошвы продуктивного пласта под статический уровень жидкости спускают погружную насосную установку. Спуск осуществляют на грузонесущем электрическом кабеле внутри колонны НКТ, в которой предварительно проделаны отверстия для прохождения газа в интервале между кровлей и подошвой продуктивного пласта. После спуска осуществляют запуск установки [5].

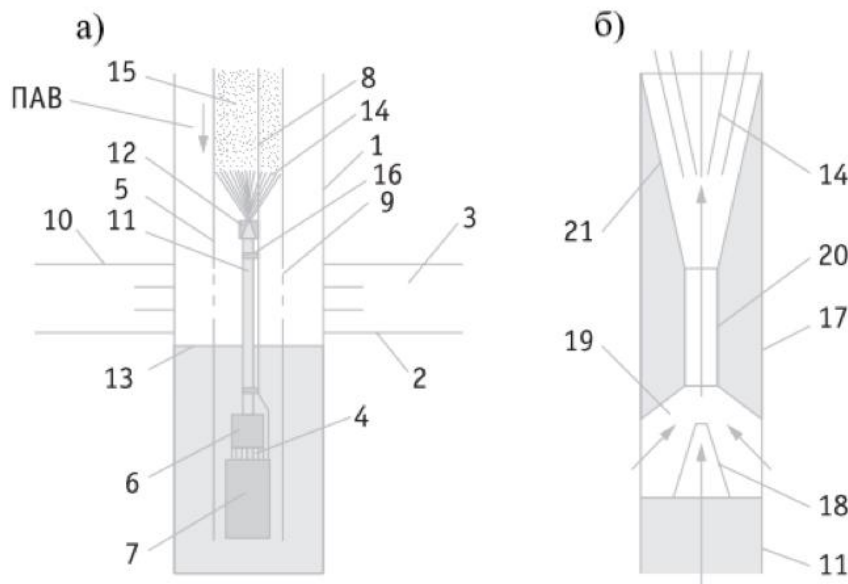


Рисунок 1. Схемы а) предложенной системы для механизированной насосной эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде форсунки; б) устройства для распыления жидкости, выполненного в виде струйного аппарата: 1 – скважина; 2 – подошва пласта; 3 – продуктивный пласт; 4 – погружная насосная установка; 5 – колонна насосно-компрессорных труб; 6 – насос; 7 – двигатель с гидрозащитой; 8 – грузонесущий электрический кабель; 9 – отверстия для прохождения газа; 10 – кровля пласта; 11 – шланг; 12 – устройство для распыления жидкости, выполненное в виде форсунки; 13 – динамический уровень жидкости; 14 – факел распыливания; 15 – капли жидкости в мелкодисперсном аэрозоле; 16 – хомут для крепления шланга 11 к грузонесущему электрическому кабелю 8; 17 – струйный аппарат; 18 – сопло; 19 – приемная камера; 20 – камера смешения; 21 – диффузор [5].

Вода и конденсат, поступающая на забой скважины, откачивается установкой. После откачки жидкости из скважины уменьшают забойное давление путем снижения динамического уровня жидкости, повышая при этом давление откачиваемой жидкости на выходе установки и обеспечивая поступление газа на поверхность [5].

Жидкость с повышенным давлением нагнетается насосом по шлангу, и распыляется в газовой среде выше статического уровня жидкости в виде мелкодисперсного аэрозоля (тумана) [5].

В затрубное пространство скважины подается ПАВ (направление подачи показано стрелкой на рис. 1а) для улучшения образования мелкодисперсного аэрозоля вплоть до состояния искусственного тумана. Мельчайшие капли жидкости в виде аэрозоля уносятся вверх потоком газа, проходящим из пласта через отверстия в колонну НКТ. При этом динамический уровень откачиваемой жидкости в скважине поддерживается ниже отметки подошвы продуктивного пласта. Накопления жидкости на забое не происходит, и скважина работает в непрерывном режиме без остановок и продувок [5].

С целью реализации метода подобран струйный насос по методике [1], и рассчитаны параметры его эксплуатации [4].

Выводы

В данной работе рассмотрено и обосновано техническое решение, позволяющее существенно увеличить дебит по газу обводненных газовых и газоконденсатных скважин. Применение новой технологической схемы позволит обеспечить увеличение добычи газа из малодебитных низконапорных обводненных скважин и сроков рентабельной разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Библиография

1. Горелкина Е.И. О возможности повышения КПД жидкостно-газового эжектора при его эксплуатации на нефтепромыслах // Научный журнал РГО. 2023. № 1 (37).
2. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
3. Горелкина Е.И. Способы повышения КПД жидкостно-газового эжектора // Актуальные проблемы нефти и газа. V Всероссийская молодежная научная конференция. Москва, 2022. С. 24-26.
4. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 25-32.
5. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин / А.Н. Дроздов, Ж.Б. Мутишо и др. // Территория Нефтегаз. 2021. № 1-2. С. 56-62.
6. О преимуществах закачки высокотемпературной рабочей жидкости при разработке месторождений высоковязких нефтей с использованием гидроструйных насосных установок / А.Н. Дроздов и др. // Нефть и газ: технологии и инновации. Национальная научно-практическая конференция. В 3-х т. 2020. С. 126-128.
7. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
8. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов и др. // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
9. Снижение затрубного давления в механизированных насосных скважинах и водогазовое воздействие на пласт с использованием ПНГ и азота / В.Н. Калинин и др. // Neftegaz.RU. 2021. № 4 (112). С. 38-41.
10. Gorelkina E.I. Application of pump-ejector systems for increasing oil release in arctic fields // Oil and Gas Horizons. XIII International Youth Scientific and Practical Congress. РГУНГ (НИУ). Москва, 2021. С. 168-170.

Бурение разведочных скважин на море. Алексейчук К.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, alexeichukxeniya@yandex.ru). Научный руководитель: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), соавтор: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)*

Аннотация

Бурение разведочных скважин на море нуждается в новых технологиях, которые смогли бы гарантировать высокое качество работ при наименьших затратах и проходку скважин с соблюдением требований безопасности и экологичности. Для создания таких технологий требуется обобщение и оценка имеющегося опыта применения технологий бурения на море и научно обосновать рациональные пути их дальнейшего развития.

Ключевые слова

Бурение на море, технологии забуривания, экологичность, безопасность.

Теория

На бурение оказывают влияние различные факторы: естественные, технические и технологические (рис. 1). Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, её стоимость, а также геологическую информативность бурения[9]. К данным факторам относятся гидрометеорологические, геоморфологические и горно-геологические условия.

Гидрометеорологические условия характеризуются волнением моря, его ледовым и температурными режимами, колебаниями уровня воды, скоростью её течения и видимостью[1].

Для большинства морей, омывающих берега России[5] (Японское, Охотское, Берингово, Белое, Баренцево, Татарский пролив), характерна следующая средняя повторяемость высоты волн, %: до 1,25 м (3 балла) - 57; 1,25 — 2,0 м (4 балла) - 16; 2,0—3,0 м (5 баллов) - 12,7; 3,0—5,0 (6 баллов) -10. Средняя повторяемость высоты волн до 3,0 м в Балтийском, Каспийском и Черном морях составляет 93 %, 3,0 — 5,0 м - 5 %.

Геоморфологические условия определяются очертаниями и строением берегов, топографией и почвой дна[2].

Горно-геологические условия характеризуются в основном мощностью и физико-механическими свойствами горных пород, пересекаемых скважиной. Основными составляющими донных отложений являются илы, пески, глины и галька. В различных соотношениях могут образовываться отложения песчано-галечные, суглинки, супеси, песчано-илистые и т.д. Для шельфа дальневосточных морей породы донных отложений представлены следующими видами, %: илы — 8, пески — 40, глины — 18, галька — 16,

прочие — 18. Валуны встречаются в пределах 4—6 % в разрезе пробуренных скважин и 10—12 % скважин от общего их количества [6].

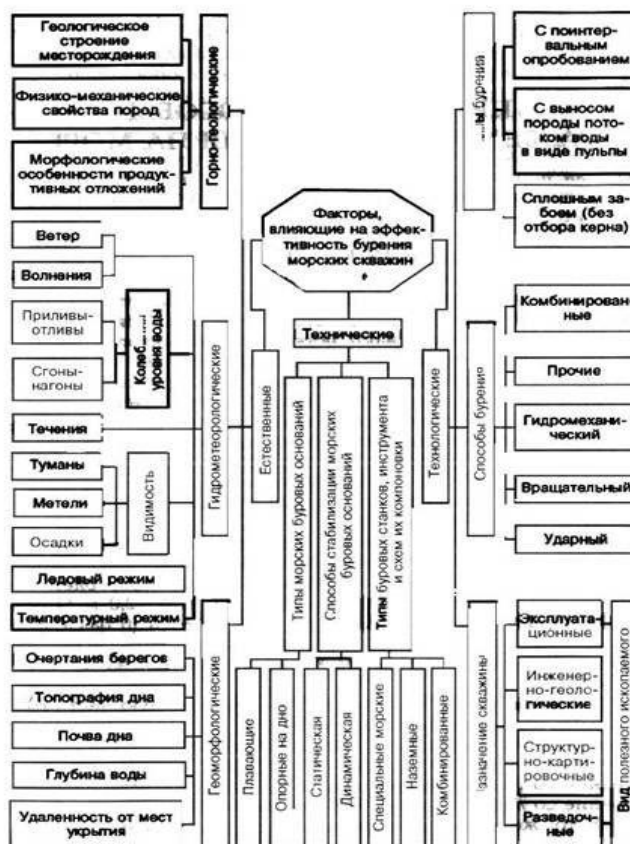


Рисунок 1. Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

Способ бурения называется рациональным, если он обеспечивает достаточно качественное выполнение поставленной задачи при минимальных трудовых и материальных затратах. Выбор такого способа бурения базируется на сравнительной оценке его эффективности, определяемой многими факторами, каждый из которых может иметь решающее значение[7]. Главным фактором при выборе рационального способа бурения является целевое назначение скважины. При выявлении двух и более способов бурения, обеспечивающих пусть даже различное, но достаточное качество выполнения поставленной задачи, следует продолжить их оценку по другим факторам. Если сравниваемые способы не обеспечивают качественного решения поставленной задачи, то оценивать их не имеет практического смысла.

Факторы, оказывающие влияние на процесс и эффективность бурения на море, ограничивают или вовсе исключают возможность применения некоторых способов и технических средств, признанных эффективными для бурения скважин того же назначения и на суше[3]. Исходя из этого, эффективность способов бурения разведочных скважин на море предложено оценивать по четырём показателям: геологической информативности, эксплуатационно-технологическим возможностям, технической и экономической эффективности.

Способы бурения, признанные рациональными для выполнения геологоразведочных задач, менее эффективны при их применении на море [4]. Это

обусловлено рядом различных причин: качкой и дрейфом плавучих буровых установок (ПБУ), сильной обводнённостью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов, трудностью организации замкнутой циркуляции промывочных растворов, повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде, особенностями способов и схем бурения.

Технология забуривания и оборудования устья морской скважины зависит, в первую очередь, от типа выбранной буровой установки. Плавучие буровые средства по способу их установки над скважиной в процессе бурения разделяют на два основных класса: опирающиеся при бурении на морское дно и находящиеся при бурении и освоении в плавучем состоянии. К первому типу относятся плавучие буровые установки самоподъёмного (СПБУ) и погружного (ПУ) типов, а ко второму – полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ (рис. 2а) применяются преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30-120 м. В таком случае устье скважины находится на СПБУ и устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется на СПБУ [8].

ППБУ (рис. 2б) применяют в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых структурах и месторождениях в акваториях на глубине от 90 до 300 метров и более. В практике бурения скважин на море таким способом широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования, устанавливаемые на морском дне. Благодаря такому расположению, установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям [10].



Рисунок 2а. Оборудование устья скважины на СПБУ



Рисунок 2б. Оборудование устья скважины на ППБУ

Выводы

Существуют разные способы бурения скважин на море, поэтому нужно выбирать наиболее рациональный способ для каждой задачи.

Библиография

1. Балаба В.И., Колесов А.И., Коновалов Е.А. Проблемы экологической безопасности использования веществ и материалов в бурении. - М.: ИРЦ Газпром, 2001.

2. Галабурда В.К. Морские буровые установки. Крепление морских глубоких нефтяных и газовых скважин - Мурманск: издательство МГТУ, 2003.
3. Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин / А. Д. Косенков, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 228-230. – EDN ABQUWI.
4. Разработка системы, включающей мембраны из анионообменной смолы для превращения CO₂ в СО. Создание биотоплива / А. В. Шутко, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 305-309. – EDN NEOZQZ.
5. Разработка системы контроля действий персонала при работе с радиоактивными источниками в процессе калибровки геофизических приборов для исследования скважин -"inspector" / К. С. Парамзина, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 126-128. – EDN OFQLZL.
6. Щербакова, К. О. Экологически безопасные морские платформы / К. О. Щербакова, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 02–05 апреля 2019 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 315-316. – EDN ELOOQH.
7. Экологически безопасные морские нефтяные платформы / К. О. Щербакова, Б. А. Овезов, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев // Новые материалы и перспективные технологии : ШЕСТОЙ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ, Москва, 23–27 ноября 2020 года. Том 2. – Москва: ЦЕНТР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ (АНО ЦНТР), 2020. – С. 689-695. – EDN JMTNEM.
8. Эмиссия метана в Арктике. Разработка системы мониторинга и газогидратной технологии с использованием метода замещения метана / А. И. Астаскевич, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 177-180. – EDN ISRCUA.
9. Kalendarova, L. R. Development of a hardware complex for increasing the amount of transmitted information while drilling using a combined communication channel and ternary encoding / L. R. Kalendarova, B. A. Ovezov, N. V. Solovev // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources : Scientific conference abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. Vol. 1. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – P. 87-88. – EDN JAPYAA.
10. Ovezov, B. A. iMAG / B. A. Ovezov, N. V. Solovev, A. M. Mashkova // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources : Scientific conference abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. Vol. 1. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – P. 94-96. – EDN PDZWHL.

Проектирование и методика просчета технологических показателей кустов Колоколковского месторождения. Гвоздяный С. Е. * (НИТУ МИСИС, gvozduc@yandex.ru), Белугин А. А. (РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, SasaBelugin@yandex.ru)

Аннотация

Объектом исследования является газоконденсатный продуктивный пласт P_{1a+s+C_3} , площадью 43892 тыс. м², Колоколковского месторождения. Целью данной работы является сбор исходных данных, проведение расчетов и проектирования сеток скважин для пласта P_{1a+s+C_3} .

Ключевые слова

Продуктивный пласт, скважина, месторождение, запасы газа, газоконденсат, модель, залежь.

Теория

Обоснование выделения эксплуатационного объекта.

По итогам анализа данных доразведки 2021г. и сопоставления моделей в продуктивном пласте P_{1a+s+C_3} были выбраны две газоносных залежи:

- пласт P_{1a+s+C_3} (основная южная и малая северная залежи).

Согласно общим принципам выделения эксплуатационных объектов, при обосновании выделения необходимо учитывать: близость в разрезе продуктивных отложений, идентичность их фильтрационно-емкостных характеристик, в первую очередь, проницаемости, близость свойств флюидов, латеральную и вертикальную неоднородность пластов.

Продуктивные пласты с близкими характеристиками могут быть объединены в один объект разработки при условии обеспечения одинаковых темпов выработки на общих технологических режимах работы скважин, а также при условии выполнимости контроля за разработкой и возможных мероприятий в случае обводнения скважин.

В составе пласта P_{1a+s+C_3} следует отметить наличие кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа). При этом анализ карт распределения запасов и результатов исследований скважин позволяет сделать вывод, что южная часть месторождения является более продуктивной, к северу продуктивные характеристики ухудшаются. Целесообразным можно считать южный купол и северный купол исследуемого пласта. На южный купол приходится 31% от суммарных запасов газа, на северный 2%. При этом лучше начать разработку с нижней залежи – P_{1a+s+C_3} (южный купол) – как имеющий высокое начальное пластовое давление и обеспечивающий начальный бескомпрессорный период разработки. [3]

Основные геолого-физические характеристики объектов разработки представлены в таблице 1.

При выборе системы размещения проектных скважин на месторождении учитывались следующие особенности:

- необходимость обеспечения заданного уровня отбора,
- распределение запасов по площади, разрезу, по объектам разработки,
- обоснованность ФЕС пластов по данным исследований разведочных скважин,
- наличие значительных по площади водогазовых зон в наиболее продуктивных пластах P_{1a+s+C_3} ,
- кустовое бурение, технологические ограничения при бурении на геометрию скважины, количество скважин на кустовой площадке. [1]

Таблица 1 - Геолого-физические характеристики объектов разработки

Указанные особенности, а также вытянутая форма контуров месторождения, позволяют выбрать в качестве системы размещения расположение скважин в виде цепочки, с бурением предпочтительно в купола структур, по возможности в чисто-

Объект	$P_{1a+s+C3}$	$P_{1a+s+C3}$
Наименование	южный купол	северный купол
Средняя абс.глубина залегания пласта, м	2300	2350
Площадь газоносности, тыс. м ²	35185	9150
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	14.6	4.6
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0.74	0.73
Пористость, доли ед.	0.16	0.12
Проницаемость по г/д модели, мД	20	36
Начальное пластовое давление, МПа	24.7	24.7
Пластовая температура, °С	65	66

газовых зонах и в зонах максимальных газонасыщенных толщин. Расчеты были проведены для разработки на истощение с максимальной эффективностью, с необходимым количеством скважин: проектный уровень 1150 млн.м³ – 12 скважин;

Основная цель расчетов – выбор варианта с оптимальными технико-экономическими характеристиками: уровнем добычи газа, числом проектных скважин, включая их распределение по объектам, продолжительностью уровня постоянной добычи газа при условии максимальной экономической рентабельности проекта. Так как задача оптимизации является многопараметрической, то на начальном этапе была проведена серия предварительных технико-экономических расчетов с варьированием основных параметров (проектного уровня добычи газа, числа скважин, распределения нагрузки по пластам, различных технологических режимов). Схема размещения проектных скважин показана на рисунке 1.

Эксплуатационное бурение начинается за два года до старта добычи газа, что позволит на момент ввода сразу выйти на соответствующий проектный уровень. В настоящей работе принята "плавающая" нумерация годов 1,2,3 и т. д. За год 1 принят год начала добычи газа. В дальнейшем бурение позволяет обеспечить поддержание проектного уровня добычи газа.

В начальный период годов 0, 1...5 запланировано бурение с кустов К1 и К2 и К3, которые расположены в зоне максимальных эффективных газонасыщенных толщин, с целевым назначением на объекты $P_{1a+s+C3}$ (южный купол). Для поддержания проектного уровня добычи газа, снижения рабочих депрессий на пласт с целью предотвращения преждевременного обводнения скважин, в зависимости от варианта разработки, предполагается бурение и ввод скважин после 12 года на объекты $P_{1a+s+C3}$ (северный купол). [4]

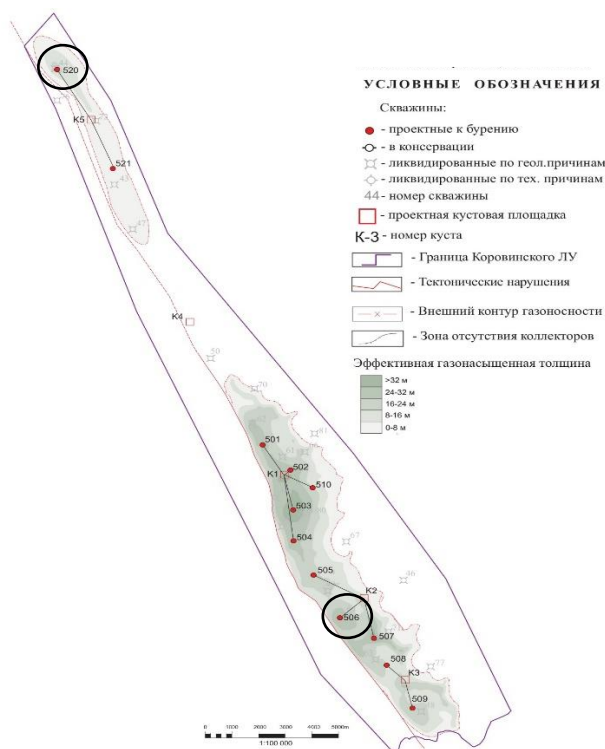


Рисунок 1. Схема размещения пробуренных и проектных скважин продуктивного пласта P_{1a+s+C_3}

Произведем расчёт дебитов двух скважин. Исследуемые проектные к бурению скважины под №506.K2 и №520.K5, выбор был сделан не зря, скв. №506 расположена в южном куполе продуктивного пласта, а скв. №520 в северном. На рисунке 1 продемонстрированы их схематическое местоположение в границах месторождения. Ссылаясь на таблицу 1, используя Формулу Дюпюи, возможно рассчитать дебиты гидродинамически совершенных скважин. За совершенную можно считать такую, которая вскрыла продуктивный пласт на всю его толщину h :

$$Q_{зп} = \frac{\pi k_{пл} \cdot h \cdot (P_{пл}^2 - P_3^2)}{\mu P \ln\left(\frac{R_{пз}}{r_{скв}}\right)}$$

$K_{пл}$ – проницаемость пласта в m^2 ; h – мощность пласта м; $P_{пл}$ – пластовое давление в МПа; P_3 – забойное давление в МПа; μ – вязкость пластового флюида в (МПа*с); $R_{пз}$ – радиус призабойной зоны пласта в м; $r_{скв}$ – радиус скважины в м, радиус призабойной зоны пласта был принят за 150 м, радиус скважины 0,085 м. [2]

Произведем вычисления для скважины №506. Получаем:

$$Q_{506} = \frac{2\pi * 0.0197 \cdot 14.6 \cdot (24.7^2 - 21.8^2)}{0.0263 \cdot 24.7 \cdot \ln\left(\frac{150}{0.085}\right)} = 62,9 \text{ тыс м}^3/\text{сут}$$

Можно предположить, что данная скважина является малодебитной, но так как в южном куполе находится большая часть скважин, и проектный уровень не требует быстрой добычи, дебит можно считать экономически выгодным. [5]

Аналогично произведем расчёты для скв. №520, расположенной в северном куполе пласта. Значения мощности и проницаемости для северного купола отличаются, из этого получаем:

$$Q_{520} = 72,1 \text{ тыс м}^3/\text{сут}$$

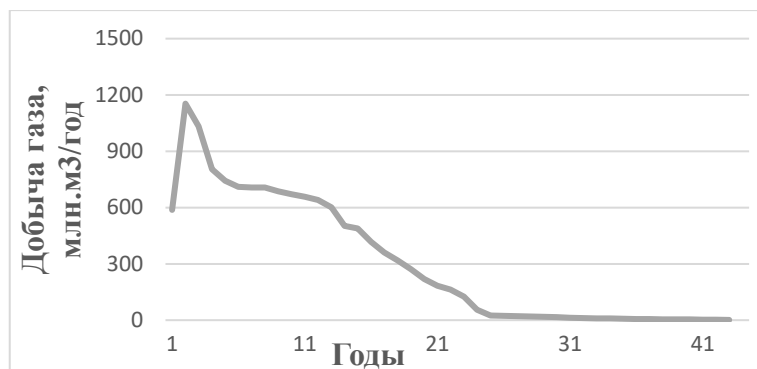


Рисунок 2. Динамика добычи газа по продуктивному пласту в целом, сравнение вариантов

По пласту в целом получены следующие основные расчетные технологические показатели (**проектный уровень 0.302 млрд.м³/год**):

- бескомпрессорный период (минимальное устьевое давление по скважинам выше 6.5 МПа) составит 11 лет;
- накопленная добыча газа за период постоянной добычи составит 9.1 млрд.м³ (58.5% от начальных запасов пласта), за весь расчетный период - 13 млрд.м³ (83.6% от начальных запасов пласта);
- суммарные ресурсы конденсата за расчетный период 448.5 тыс.т. или 67.3% от начальных запасов. [2]

Выводы

Предоставленный вариант по технологическим показателям представляется темпом отбора газа 0.302 млрд.м³. Вариант сформирован на базе предварительных гидродинамических расчетов на полномасштабной модели, исходя из заданного уровня добычи газа по месторождению, так же представляет из себя приемлемое решение по динамике технологических показателей и достигаемым накопленным показателям на конец расчетного периода. Разработка всех объектов подчинена общей задаче - обеспечения заданного проектного уровня добычи газа в течение максимального по продолжительности и экономической эффективности периода.

Библиография

1. Методика по учету добычи полезных ископаемых на нефтегазоконденсатных залежах. Язьков А.В., Соловьев В.В. Новый Уренгой, 2018, 29 с.
2. Оперативный подсчет запасов газа и конденсата Коровинского газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.06.2014 г., Царева С.А. г. Москва, ОАО «ЦГЭ», 2014, 248 с.
3. Особенности цифрового фильтрационного моделирования продуктивных залежей / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Наука. Инновации. Технологии. – 2021. – № 2. – С. 7-28. – DOI 10.37493/2308-4758.2021.2.1. – EDN BVMBVCU
4. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие / Т.Г. Бжицких; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011 – 263 с.
5. Руководство по исследованию скважин. Москва Наука, Гриценко А.И., Алиев О.М., Ермилов В.В. и др. 2015, 523 с.

Совершенствование технологий применения насосно-эжекторных систем для эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Горелкина Е.И.* (РУДН, МГРИ им. С. Орджоникидзе, gorelckina.evgenia@yandex.ru)

Аннотация

С целью внедрения водогазового воздействия с применением насосно-эжекторной системы разработана принципиальная схема устройства, которое позволяет отбирать попутный газ затрубных пространств добывающих скважин. Вода из источника нагнетается в сопло эжектора, который откачивает ПНГ одной или нескольких добывающих скважин. При этом расход газа и величина снижающегося давления контролируются замерными устройствами.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, снижение затрубного давления, утилизация ПНГ, насосно-эжекторная система

Теория

Несмотря на ряд недостатков заводнение по-прежнему остаётся методом, который реализуется на более 90% месторождений нефти. Главным образом это связано с доступностью пресной воды, относительной дешевизной технологии, а также сравнительной простотой при реализации [1 – 4].

Однако заводнение не обеспечивает желаемого КИН: проектное значение не достигается по ряду причин, а большая часть запасов остаётся в пласте. Соответственно, интерес нефтедобывающих компаний направлен на разработку и внедрение методов, которые позволят увеличить охват пласта, увеличить КИН и сократить обводнённость. Учитывая ситуацию в мире, особо важно импортозамещение.

Водогазовое воздействие с применением насосно-эжекторных систем, представляющее собой закачку мелкодисперсной смеси воды и газа, является решением вышеперечисленных проблем. Применение попутного газа также способствует его полезному использованию и сокращению объёмов сжигаемого газа.

Для широкого тиражирования технологии проведён подробный анализ первого в мире опыта внедрения метода на Самодуровском месторождении. Промысловые испытания и последующая эксплуатация насосно-эжекторной при реализации водогазового воздействия показали, что система устойчиво работала на различных режимах и обеспечивала утилизацию ПНГ в запланированных объёмах. Поэтому с точки зрения улучшения экологической обстановки внедрение насосно-эжекторной системы было успешным.

Выполненный анализ произошедших отказов элементов оборудования (порыв водовода, клин подшипника двигателя, растрескивание шайб сопел, утечки в торцевых уплотнениях, слом вала насоса) позволяет избежать подобных отказов техники при последующих внедрениях.

Вместе с тем опыт эксплуатации системы на Самодуровском месторождении выявил технологическую проблему нерациональной закачки смеси при водогазовом воздействии в условиях существующей инфраструктуры. Для её решения предложено обеспечивать необходимые значения газосодержания смеси в пластовых условиях путем сосредоточенной «умной» закачки водогазовой смеси с повышением газосодержания в нагнетательные скважины месторождения, наиболее подходящие для эффективной реализации водогазового воздействия [5].

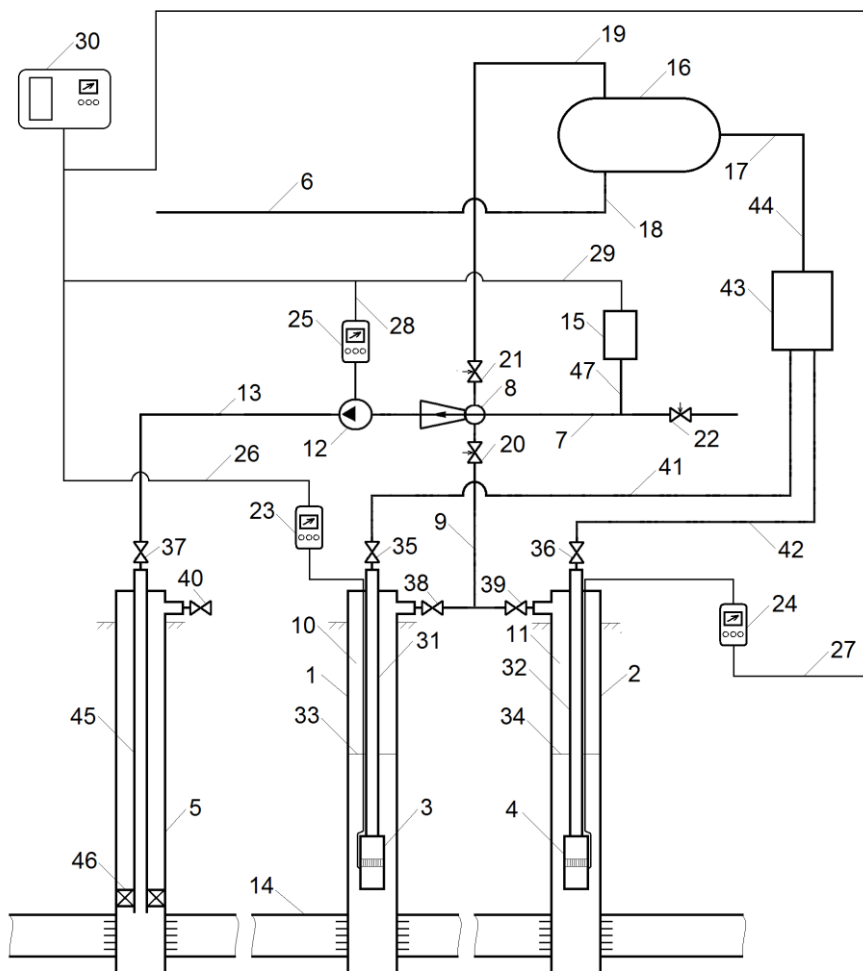


Рисунок 1. Принципиальная схема системы: 1 и 2 – нефтяные добывающие скважины куста, 3 и 4 – установки погружных насосов, 5 – нагнетательная скважина, 6 – нефтесборный коллектор, 7 – линия нагнетания воды, 8 – эжектор, 9 – линия отбора газа, 10 и 11 – затрубные пространства, 12 – дожимной насос, 13 – линия закачки водогазовой смеси, 14 – пласт, 15 – установка дозирования реагентов, 16 – сепаратор, 17 – линия подачи водонефтегазовой смеси, 18 – выходная жидкостная линия и 19 – выходная газовая линия, 20, 21 и 22 – регулируемые задвижки, 23, 24 и 25 – частотно-регулируемые приводы, 26, 27, 28 и 29 – питающие кабели, 30 – автономная энергоустановка на возобновляемых источниках энергии, 31 и 32 – НКТ добывающих скважин, 33 и 34 – динамические уровни в добывающих скважинах, 35, 36 и 37 – трубные задвижки, 38, 39 и 40 – затрубные задвижками, 41 и 42 – выкидные линии, 43 – групповая замерная установка, 44 – выходная линия, 45 – НКТ нагнетательной скважины, 46 – пакер, 47 – трубка [6].

Анализ промысловых условий нескольких месторождений Татарстана, З. Сибири и группы Мессояхских месторождений указал на важность решения проблемы высоких затрубных давлений добывающих скважин. Есть ряд решений (например, откачки газа в

выкидные нефтепроводы), однако на практике область их применения ограничивается [7]. Поэтому предлагается откачивать газ эжектором и в виде водогазовой смеси закачивать в пласт. Для этого разработана схема устройства, представленная на рис. 1. Схема учитывает отбор ПНГ из нескольких добывающих скважин. Расход газа регулируется задвижками для снижения давления до определённого рассчитанного значения. Т. к. продукция направляется в сепаратор, отсепарированный газ также направляется в эжектор, что обеспечивает большее газосодержание водогазовой смеси.

Для эффективного применения метода необходимо изучить геолого-геофизические условия объекта [8-10], а также провести фильтрационные исследования согласно рекомендациям [7].

Выводы

Предложенная насосно-эжекторная система способна работать в различных промысловых условиях за счёт возможности отбора попутного газа из нескольких скважин с высокими затрубными давлениями (затрубные пространства подключаются попеременно). Разработанная схема устройства позволяет расширить область применения водогазового воздействия, а также сократить углеродный след.

Благодарности

Автор выражает благодарность за научные консультации и неоценимый вклад в работу своему научному руководителю – профессору, д.т.н. Дроздову Александру Николаевичу, Овезову Батыру Аннамухаммедовичу – за организацию мероприятия и предоставленную возможность участия, и д.т.н., профессору Шахвердиеву А.Х. – за мотивацию и ценные советы.

Библиография

1. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь терморохимическими методами / А.Х. Шахвердиев, Г.М. Панахов и др. // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 61-65.
2. Патент на изобретение РФ 2244110 С1. Способ разработки нефтяной залежи / А.Х. Шахвердиев, Г.М. Панахов // 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
3. Патент на изобретение РФ 2119580 С1. Способ разработки нефтяной залежи / А.Х. Шахвердиев и др. // 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
4. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрислоевой генерации газа / А.Х. Шахвердиев и др. // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 76-80.
5. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 9-18.
6. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.

7. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. С. 85-89.
8. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44-48.
9. Шахвердиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44-47.
10. Патент на изобретение РФ 2105136 С1. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи / М.М. Максимов, Л.П. Рыбицкая и др. // 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.

Оптимизация системы разработки с учетом эффекта авто-ГРП на Приобском месторождении. Есаулков С.Д.* (ЮГУ, esaulkov_01@mail.ru), Рябухин Д.А.. (ЮГУ, d_ryabuxin@mail.ru), Исламов А.И. (ЮГУ, ai.north@mail.ru)

Аннотация

Одной из актуальных задач разработки месторождений является оптимизация действующей системы разработки, по результатам эксплуатации месторождения, в случае отклонений от проектных показателей добычи. В данной работе будет рассмотрена актуальность оптимизации системы разработки скважинами с ГРП (гидроразрыв пласта) и авто-ГРП, что позволит достичь проектного КИН (коэффициент извлечения нефти).

Ключевые слова

ГРП, авто-ГРП, Система разработки с ГРП; авто-ГРП, системы разработки, региональный стресс, АВПД, ППД.

Теория

Основным результатом успешной разработки любого месторождения является его конечный коэффициент нефтеотдачи (КИН). На КИН могут влиять как геологические свойства коллекторов, так и технологические параметры разработки месторождений. Если повлиять на геологические характеристики, условия залегания пластов месторождения изменить невозможно, то регулировать технологические параметры возможно. Именно система разработки отвечает за КИН, темпы отбора, обводнения, а также накопленный чистый дисконтированный доход (NPV), которые и характеризуют эффективность разработки месторождений.

Для целостного восприятия картины необходимо увязать особенности геологического строения Приобского месторождения с тектоногенетическим этапом развития Западно-Сибирской плиты. Основными продуктивными объектами разработки на Приобском м/р служат низкопроницаемые пласты группы АС Черкашинской свиты нижнемеловых терригенных пород. На южной лицензионной территории, разработку которой осуществляет компания «Газпромнефть-Хантос» подавляющее количество запасов сосредоточено в пластах АС10, АС11, АС12. Проницаемость варьирует от 0,5 до 4,2мД при средних значениях 1,8мД. Интенсификация пласта проводится посредством ГРП. Менее 1% от балансовых запасов нефти приурочено к вышележащим пластам АС7, АС8 и АС9 о котором пойдет речь в данной статье. Вышеупомянутый пласт в связи с крайне низкой привлекательностью с точки зрения добычи нефти ранее рассматривался как потенциально безопасный транзитный объект при бурении, с пластовым давлением соответствующего начальному - гидростатическому.

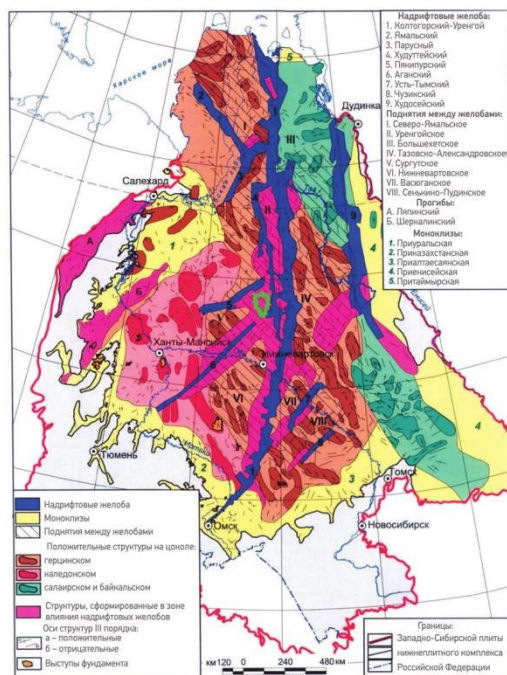


Рисунок 1. Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты

Имеется необходимость вспомнить историю тектоногенеза Западно-Сибирской плиты.

Как известно выделяются геосинклинальный каледонско-герцинский (фундамент) и постгеосинклинальный мезокайнозойский (чехол) мегаэтапы ее развития, которые разделяются тафрогенным этапом, в течении которого сформировался «промежуточный» комплекс, выполняющего системы грабенообразных впадин преимущественно субмеридионального простирания. Касательно вопроса о времени проявления рифтогенеза однозначного ответа нет, часть исследователей относят переходный этап к триасу, началу юры. Другие предполагают, что тафрогенный этап, выполняющий протоплатформенный чехол захватил более ранние периоды, в палеозой. Одна из весьма протяженных систем многочисленных грабенов намечается в центральной части плиты от междуречья Иртыша и Оби на юге до Гыданского полуострова на севере. Наличие подтверждается как бурением в южной части плиты, так и существованием системы резких субмеридиональных линейных максимумов магнитного и гравитационного поля в северной части (рис.1).

Тектоногенез в начале постгеосинклинального мегаэтапа развития плиты проявившийся в виде субширотного растяжения и раздробления континентальной коры, сменивший эпоху формирования гетерогенного фундамента, предполагает развитие генеральной зоны стресса преимущественно северного простирания. Ориентированный в районе Приобского месторождения в азимуте 340гр(+5гр), стресс представляет собой протяженные региональные зоны разгрузки с уменьшенными горизонтальными тектоническими напряжениями пород плитного комплекса по отношению к их субширотному простиранию.

Направление минимальных напряжений подтверждается развитием трещин гидроразрыва пласта (ГРП) в скважинах до и после исследованиями (FMI и DSI соответственно), историей разработки, проведением микросейсмических исследований при ГРП.

Направление минимальных напряжений подтверждается развитием трещин гидроразрыва пласта (ГРП) в скважинах до и после исследованиями (FMI и DSI

соответственно), историей разработки, проведением микросейсмических исследований при ГРП.

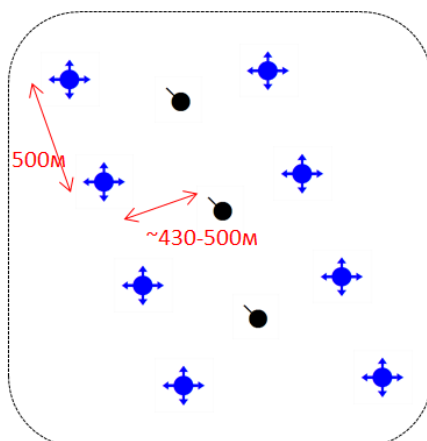


Рисунок 2. Первичная система разработки Приобского месторождения

Историческая система разработки, созданная Геологической службой предприятия учитывает данные обстоятельства ориентировки тектонических напряжений. Действующая схема разработки преимущественно рядная и сонаправленная с региональным стрессом. Ряды нагнетательные чередуются с добывающими (рис.2). При локации скважины на одной линии со стрессом отмечается практически мгновенное обводнение скважины системой поддержания пластового давления (ППД), быстрое увеличение пластового давления, что свидетельствует в пользу высокой гидродинамической и пьезометрической связи в субмеридиональном направлении. Однако же взаимовлияния между скважинами расположенными друг относительно друга поперек регионального стресса отмечается слабо.

На основании получаемых осложнений при бурении скважин, связанных с АВПД на транзитных и неразрабатываемых пластах, определена связь АВПД с явлением техногенного авто-ГРП. В результате анализа развития трещины ГРП вверх в неразрабатываемые пласты по причине создания высокого забойного давления в нагнетательных скважинах, выявлена непроизводительная закачка в разрабатываемых пластах. Несмотря на целевые уровни компенсации добычи закачкой (накопленная компенсация 104%) текущее пластовое давление ниже начального на 23%. В связи с этим, на месторождении фиксируется режим растворенного газа, что приводит к снижению подвижности нефти, недостижению проектного КИН. Проведен расчет уровней нецелевой закачки на опытно-промышленном участке, который составил 35%. Предлагается оптимизации действующей системы ППД для увеличения компенсации, возврату к упругому режиму работы залежей, уменьшению темпов падения добычи.

Выводы

Предлагается оптимизация действующей системы разработки на опытном участке Приобского месторождения с низкопроницаемыми коллекторами. При успешном подходе, система может быть использована для всего месторождения, а также других месторождений, схожих по геологическому строению.

Библиография

1. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии), Изд-во МГУ, 1996. -448с.

2. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах, М.: Недра, 1987. -216 с.
3. ООО «РН-УфаНИПИнефть», Отчет о научно-исследовательской работе «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Приобского месторождения», Том 1, 2008
4. Kuzmina S. et al. 2009. Reservoir Pressure Depletion and Water Flooding Influencing Hydraulic Fracture Orientation in Low-Permeability Oilfields. Presented at the 2009 SPE European Formation Damage Conference, Sheveningen, The Netherlands, 27-29 May. SPE-120749.
5. Afanasiev I.S. et al. 2012. Analysis of multiple fracture horizontal well application of Priobskoe field. Presented at the ROGEPT Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE-162031.
6. K.K. Butula, S. Vereschagin, et al 2016. Field Development Issues and Newly Developed Sector Pattern with Horizontal Multi Stage Fractures Wells Completed in Mid-Permeability Oil Reservoir under WaterFlood. Moscow, Russia, SPE-181983-MS
7. Исламов А.И., Верещагин С.А., Колупаев Д.Ю., Фасхутдинов Р.Р, О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методами их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения, Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство», Москва, октябрь 2018, - С. 54-59.

Пилотный проект по диагностике газонефтеводопроявлений с элементами технологий искусственного интеллекта. Исайчева Е.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, isajcheva.kate2003@yandex.ru). Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)*

Аннотация

Газонефтеводопроявления (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования. Неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины легче предупредить, чем ликвидировать. Поэтому оперативная диагностика ГНВП по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины, является актуальной задачей.

Проанализированы причины возникновения ГНВП, представлена их классификация. Обозначены определяющие факторы, от которых зависит эффективность предотвращения ГНВП. Охарактеризованы признаки ГНВП по данным геолого-технологических исследований (ГТИ). Представлен пилотный проект по машинному обучению с реализацией на фактическом материале.

Ключевые слова

Газонефтеводопроявления, противовыбросовое оборудование, геолого-технологические исследования, искусственный интеллект

Теория

Главным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид. ГНВП возникают при наличии достаточного противодействия на продуктивный пласт в результате поступления пластового флюида в ствол скважины в результате диффузионных или осмотических процессов, гравитационного замещения, контракционных эффектов, высокой скорости разбухания газонасыщенных пород и т.п.

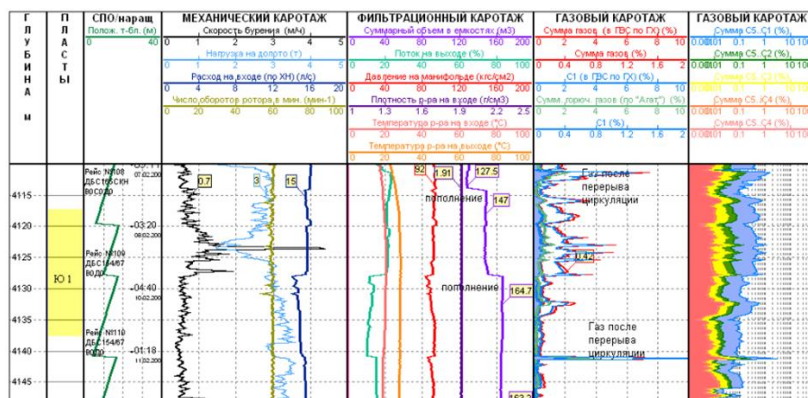
Классифицировать причины возникновения ГНВП можно по группам факторов[4], которые влияют на формирование условий их возникновения. Такая классификация позволяет выделить четыре категории причин ГНВП[8]. Это геологические, технологические, технические и организационные причины. Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивают опасность возникновения ГНВП, даже если пластовое давление ниже гидростатического[3].

В современных условиях эффективность предотвращения ГНВП зависит от двух

определяющих факторов - надежности противовыбросового оборудования (ПВО) и объективного контроля технологических параметров процесса бурения [5].

На сегодняшний день производительное управление процессом бурения [2] скважин невозможно без оперативного контроля параметров, описывающих протекание технологического процесса бурения [9]. На современном этапе развития нефтегазовой промышленности выявление признаков начавшегося ГНВП можно полностью отнести к так называемому «человеческому фактору». Поэтому возникла идея создать пилотный проект по диагностике ГНВП с привлечением технологий машинного обучения.

Согласно инструкции по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов (РД 08-254-98) существует восемь признаков раннего выявления начавшегося ГНВП. На данный момент не существует способа достоверно выявить начавшееся ГНВП при осуществлении ремонта скважин, вскрывающих пласты с аномально низким пластовым давлением [7]. Предлагаемые решения по пилотному проекту не предусматривают диагностику ГНВП при ремонте скважин, а также возможные осложнения при креплении скважины.



Пилотный проект реализуется на фактическом материале по одной из скважин нефтегазового месторождения Западной Сибири. Скважина была пробурена в 2009 году, срок строительства продолжался 14 месяцев. Глубина забоя более 4300 метров. Исходные материалы для проекта – планшеты (рис.1) геолого-технологических исследований (рис.1) по всему геологическому разрезу, рейсовые описания, таблицы с разной информацией по параметрам бурения, заключения, отчеты по проведению ГТИ.

На этапах бурения регистрировались следующие параметры: глубина скважины и механическая скорость бурения, вес на крюке и нагрузка на долото, давление бурового раствора на стояке манифольда, число ходов насоса, расход бурового раствора на входе, поток бурового раствора на выходе, уровень и объем бурового раствора в емкостях, скорость спуска и подъема бурильного инструмента, плотность бурового раствора на входе в скважину, скорость вращения ротора, температура раствора на входе и на выходе из скважины, уровень в доливочной емкости [1].

Для модели машинного обучения выбраны 8 признаков ГНВП. Рост скорости проходки при вскрытии пласта. Рост газосодержания раствора. Снижение плотности раствора. Рост расхода (потока) на выходе. Рост уровня в приемных емкостях. Снижение

Рисунок 1. Фрагмент планшета геолого-технологических исследований

давления на входе. Снижение температуры раствора на выходе. Наличие баланса долива при подъеме.

На рисунке 2 представлены фрагменты кода на Python по созданию dataset. Определена структура этих данных. Определена целевая переменная - прогноз ГНВП.

Анализ имеющейся информации позволяет выделить 4 кластера по прогнозу ГНВП. Метка 0 – отсутствие ГНВП, метки 1, 2 и 3 – это разные уровни ГНВП. Наибольшую опасность представляет 3 уровень. После того как будет полностью заполнена выборка на основе 43 тысяч данных, возможно этих уровней будет больше, это задача решается методом кластеризации информации. Главное отличие кластеризации от классификации состоит в том, что перечень групп четко не задан и определяется в процессе работы алгоритма. В качестве метода кластеризации выбрана математическая модель - метод ближайших соседей (k-means). Начальные координаты центров кластеров выбираются случайным образом. Основная идея заключается в минимизации целевой функции. На каждой итерации центр кластера сдвигается в центр масс, т.е. точку, каждая координата которой – среднее соответствующих координат объектов кластера. Так как алгоритм k-средних находит локальный, а не глобальный минимум, его результат зависит от выбора начальных (случайных) кластеров. Поэтому важно запустить алгоритм несколько раз для различных случайных начальных конфигураций. Затем выбирается наилучшее решение, т.е. то, для которого значение целевой функции будет минимальным[6].

```

1 from sklearn.datasets import load_gnvp
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import pandas as pd
4 import numpy as np
5 gnvp=load_gnvp()
6 data = pd.DataFrame(data=np.c_[gnvp['data'], gnvp[
7 n_bins=len(data)
8 plt.figure(figsize=(24,18))
9 i=1
10 for j in range(8):
11     for k in range(8):
12         plt.subplot(8, 8, 1)
13         if (j!=k):
14             x_axis=gnvp.data[:,j]
15             y_axis=gnvp.data[:,k]
16             plt.xlabel(gnvp.feature_names[j])
17             plt.ylabel(gnvp.feature_names[k])
18             plt.scatter(x_axis, y_axis, c=gnvp.targ
19 else:
20             plt.xlabel(gnvp.feature_names[j])
21             plt.ylabel(gnvp.feature_names[k])
22             plt.hist(data[gnvp.feature_names[j]], b
23 i=i+1
24 plt.show()

```

```

5 # это функция системы, данные хранятся в виде кортежа
6 # Загрузка набора данных:
7 gnvp = datasets.load_gnvp()
8 # Какие ключи доступны?
9 # dict_keys(['data', 'target', 'frame', 'target_names', 'DESCR', 'feature_name
10 print(gnvp.keys())
11 # Ключи, доступные для набора данных
12 print(dir(gnvp))
13 # data - это данные, которые необходимы, чтобы сделать прогноз, они находятся
14 # эти данные используются для тренировки модели
15 # target - цель, например, переменная или переменные (целевые данные), которые
16 # в данном случае это столбцы (0,1,2,3 в зависимости от уровня ГНВП)
17 # feature_names - это названия показателей (признаков), имена столбцов в data
18 print(gnvp.feature_names)
19 # ['1', '2', '3', '4', '5', '6', '7', '8']
20 # Рост скорости прохода при вскрытии пласта - 1
21 # Рост газосодержания раствора - 2
22 # Снижение плотности раствора - 3
23 # Рост расхода (потока) на выходе - 4
24 # Рост уровня в приемных емкостях - 5
25 # Снижение давления на входе - 6
26 # Снижение температуры раствора на выходе - 7
27 # Наличие баланса долива при подъеме - 8
28
29 # Ретка (0, 1, 2, 3)
30 print(gnvp.target)

```

Рисунок 2. Фрагменты кода на Python по созданию dataset и кластеризации информации

Выводы

Проанализированы причины возникновения ГНВП, представлена их классификация. Обозначены определяющие факторы, от которых зависит эффективность предотвращения ГНВП. Охарактеризованы признаки ГНВП по данным ГТИ. Представлен пилотный проект по машинному обучению с реализацией на фактическом материале. Обнаружение ГНВП на ранних стадиях позволит предотвратить развитие осложнений, простоев в работе и финансовых потерь.

Библиография

1. Алгоритм многоуровневого анализа для коррекции влияния магнитных возмущений в процессе бурения наклонно- направленных скважин (imag) / Б. А. Овезов, А. М. Машкова, К. О. Щербакова, Н. В. Соловьев // Новые материалы и перспективные технологии : ШЕСТОЙ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ, Москва, 23–27 ноября 2020 года. Том 2. – Москва:

ЦЕНТР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ (АНО ЦНТР), 2020. – С. 677-682. – EDN IMIVPL.

2. Анализ существующей проблемы с вибрациями в телеметрических системах и модернизация алгоритмов работы / Б. А. Овезов, К. О. Щербакова, Л. Р. Календарова, Д. А. Кузнецова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 1(361). – С. 20-25. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-20-25. – EDN SXDZRG.

3. Костин, В. В. Автоматизированная система для предупреждения пересечений стволов скважин / В. В. Костин, Б. А. Овезов, А. М. Машкова // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции : СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования "Международный институт компьютерных технологий", 2022. – С. 45-49. – EDN RXUONS.

4. Кузьменко, С. Е. Современные способы предупреждения ГНВП при бурении на шельфе / С. Е. Кузьменко // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича), Тюмень, 10–11 декабря 2014 года. Том 2. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2014. – С. 275-277. – EDN TOZMDL.

5. Лезин, А. В. Разработка сигнализатора начала возникновения ГНВП / А. В. Лезин, А. М. Ведменский // Новая наука: История становления, современное состояние, перспективы развития: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции, Казань, 26 апреля 2018 года. Том Часть 1. – Казань: Общество с ограниченной ответственностью "Агентство международных исследований", 2018. – С. 31-34. – EDN YXAJQQ.

6. Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин / А. Д. Косенков, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 4(124). – С. 42-44. – EDN KRIXSU.

7. Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин / А. Д. Косенков, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции : СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования "Международный институт компьютерных технологий", 2022. – С. 175-180. – EDN UVNPAL.

8. Разработка аппаратного комплекса для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и троичного кодирования / Л. Р. Календарова, А. Ю. Чекалов, Б. А. Овезов, К. О. Щербакова // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 26 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 196-199. – EDN JHTJGF.

9. Создание и визуализация базы данных по результатам мониторинга Надымского геокриологического стационара / А. А. Щербакова, А. М. Машкова, О. Е. Пономарева [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 3(123). – С. 90-92. – EDN VTVKWX
10. Щербакова, К. О. Алгоритмы многоуровневого анализа с использованием машинного обучения для коррекции влияния геомагнитных возмущений на траекторию наклонно направленного бурения глубоких скважин в Арктическом регионе / К. О. Щербакова, Р. Ю. Лукьянова, Б. А. Овезов // Геофизика и МГРИ. 100 лет вместе : Материалы Всероссийской научно-практической конференции и выставки, Москва, 15–16 ноября 2018 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (филиал), 2018. – С. 85-88. – EDN VADVOJ.

**Проблематика разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.
Казантеев В. А. * (МГРИ, vlad2003727@gmail.com), Мажренова Т.Т. (МГРИ,
tmazhrenova@inbox.ru)**

Аннотация

Сегодня мир стоит на пороге преобразования топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов. Не в последнюю очередь изменения затрагивают нефтегазовую отрасль. В условиях высокой выработанности классических запасов углеводородного сырья, как никогда актуальным стал вопрос эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

В данной работе будет раскрыт термин «трудноизвлекаемые запасы», а также освещены проблемы классификации и технологического обеспечения разработки ТРИЗ. В качестве информационных источников были использованы отраслевые научные статьи и пособия, выпущенные в последнее десятилетие.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, разработка ТРИЗ, классификация ТРИЗ, методы увеличения нефтеотдачи.

Теория

Начать стоит с определения трудноизвлекаемых запасов. Разные специалисты дают отличные формулировки, но ключевой смысл не меняется - выделяется неразрывная связь между определением ТРИЗ и текущей рыночной ситуацией. Таким образом, можно принять следующее определение: «ТРИЗ – нерентабельные природные и техногенные запасы жидких и газообразных углеводородов, залегающих в неблагоприятных территориально-климатических условиях, с крайне низко оцененными геологическими, физическими, технологическими параметрами, рентабельная добыча которых определяется в установленном законом порядке в зависимости от волатильности энергетического и валютного рынков» [1,2]. Исходя из расшифровки термина, ТРИЗ являются непостоянной категорией запасов, чей статус сильно зависит от изменчивых факторов, которые можно условно подразделить на геолого-физические, технологические и экономические. В такой вариативности и заключается проблема классификации ТРИЗ. Большое количество разновесных переменных не позволяет давать однозначную оценку, не прибегая к дополнительным инструментам математического анализа и моделирования.

В постановлении Правительства РФ от 19.09.2020 № 1499 (с изменениями от 12 февраля 2022 г.) указаны следующие виды ТРИЗ:

- нефть в залежах, отнесенных к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым отложениям (налоговые льготы [3]);
- нефть с вязкостью в пластовых условиях 10 000 мПа·с и более (сверхвязкие нефти – СВН);
- нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к ачимовским продуктивным отложениям, с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² (2 мД).

В западном сообществе принято использовать проектно-ориентированный подход к классификации запасов (SPE PRMS), призванный в первую очередь обеспечить прозрачность и безопасность инвестиционной политики [4]. Для распределения запасов используется комплексный подход с применением стохастического факторного анализа. Основная проблема всех существующих классификационных подходов заключается в глубине оценки параметров и их взаимосвязей, а также отсутствие единого жёсткого стандарта.

Однако классификация трудноизвлекаемых запасов является не единственным актуальным вопросом. Отмечается стагнация в области создания и применения новых методов увеличения нефтеотдачи на сложных объектах. По данным на 2020 год (рис. 1) наиболее популярными методами увеличения нефтеотдачи пласта помимо горизонтальных, многоствольных скважин и зарезки боковых стволов являются различные вариации ГРП [1]. Гораздо меньшее распространение получают физические, химические, тепловые, биологические и газовые методы. Это связано в первую очередь с дороговизной технологического обеспечения нестандартных методов и отсутствием оптимальных решений по сохранению баланса между стоимостью и эффективностью метода [5-7]. Тем не менее, есть все основания сомневаться в применении ГРП на ряде сложных объектов. Например, на скважинах, вскрывающих структуры с высокой начальной водонасыщенностью. В ряде отдельных случаев применение гидроразрыва пласта недопустимо. Нестандартные технологии требуют разработки новых подходов и их внедрения. В 2020 году в федеральном законе «О недрах» закрепили новый вид недропользования – технологические полигоны для геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Обеспечение работы испытательных полигонов позволит получить данные по применению нестандартных технологий, произвести их аналитическую оценку с целью корректировки. Накопление данных, основанных на практическом применении, позволит улучшить существующие технологии и разработать новые [8]. Помимо очевидной перспективы промышленного внедрения, изучение методов увеличения нефтеотдачи выполняет функцию поддержки научно-исследовательского сообщества отрасли [9].

Стоит подробнее рассмотреть проблему технологического обеспечения разработки ТРИЗ. Как было отмечено выше, объекты, относящиеся к ТРИЗ, характеризуются плохими фильтрационно-емкостными свойствами пород коллекторов, иногда низким качеством самого флюида, а также аномальными физическими параметрами (например, аномально высокое пластовое давление). Ряд этих факторов в значительной степени осложняет процесс разработки, часто делая ее экономически нецелесообразной. Помимо этого, каждый метод обладает собственными границами применимости. Возникает задача подобрать наиболее эффективный с экономической и технологической точек зрения метод увеличения разработки, что возможно только при наличии исчерпывающей для выявления взаимосвязей информации о геологическом объекте. Выполнять эту функцию должны испытательные полигоны. Первой компанией, получившей лицензию на данный вид недропользования, была компания Газпром нефть. Технологические полигоны будут развернуты на базе участков Пальяновского и месторождения Салымский-3. В ближайшие годы Газпром нефть планирует открыть целую сеть таких полигонов в Волго-Уральском регионе и Западной Сибири.

Инвестиционную активность в направлении разработки новых технологий можно было бы стимулировать, создавая особый налоговый режим для нефтедобывающих компаний. Подобные меры уже существуют, и на поддержку государства могут претендовать недропользователи, разрабатывающие некоторые категории

трудноизвлекаемых запасов. Например, предусматривается отмена льготной налоговой ставки НДС при добыче нефти на участках недр со степенью выработанности более 80 процентов [3]. Также устанавливаются льготы по федеральным налогам при добыче углеводородного сырья в Арктической зоне и некоторых других регионах (табл.1) [10]. Однако нынешняя система поддержки государства недостаточна и далека от идеала.

Таблица 1. Регионы со льготной налоговой ставкой

Льготы на добычу углеводородного сырья определены в следующих регионах
Республики Башкортостан и Татарстан
Республика Саха (Якутия)
Иркутская область
Красноярский край
Ненецкий автономный округ
Полуостров Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе
Мурманской области
Чукотского автономного округа
Морские месторождения в Азовском, Балтийском, Печорском, Белом, Японском, Охотском, Каспийском, Черном, Баренцевом, Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом морях
Участки недр, расположенные севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе РФ

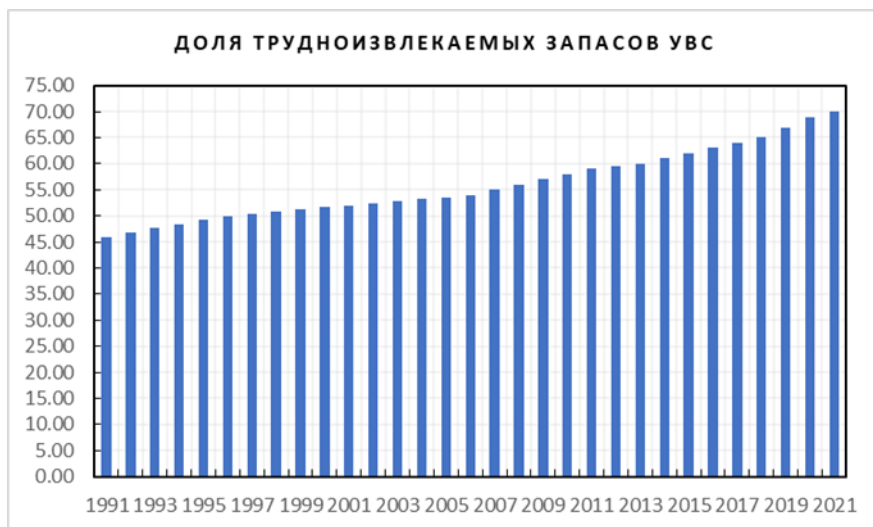


Рисунок 1. Динамика роста доли ТРИЗ нефти РФ.

Выводы

Подводя итоги всему вышесказанному, можно выделить основные проблемы, связанные с разработкой трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья:

- 1) отсутствует единое определение и классификация ТРИЗ;
- 2) слабая поддержка государством проектов разработки ТРИЗ;
- 3) сложность разработки и введения в эксплуатацию новых технологий.

В этой ситуации разработка ТРИЗ и введение их в эксплуатацию сильно осложнена. Поэтому создание единой системы классификации, дальнейшее развитие налоговой системы государства, направленной на поддержку компаний-разработчиков ТРИЗ, а также принятие иных мер для активного развития новых технологий являются приоритетными задачами.

Библиография

1. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2022. №4. С. 38-43.
2. Налоговый кодекс [Электронный ресурс] // Информ. справ. система «КонсультантПлюс».
3. Министерство Финансов Российской Федерации Письмо от 21 октября 2020 г. N 03-06-06-01/91667 [Электронный ресурс] // Информ. справ. система «КонсультантПлюс».
4. Федеральный закон о государственной поддержке предпринимательской деятельности в арктической зоне Российской Федерации [Электронный ресурс]. // Информ. справ. система «КонсультантПлюс».
5. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
6. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. С. 85-89.
7. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «Татнефть» / Н.А. Князева, А.Н. Береговой и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 19-27.
8. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Изд. «Нефтяное хозяйство», 2010. 285 с.
9. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2022. 287 с.
10. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 9, октябрь. С. 78-86.

Исследования характеристик жидкостно-газового эжектора для нефтегазовой промышленности. Карабаев С.Д. (ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь», simpleforfiza@mail.ru)

Аннотация

В настоящее время жидкостно-газовые эжекторы (ЖГЭ) применяются в различных отраслях, в том числе и в нефтегазовой промышленности. Примерами могут служить использование ЖГЭ при водогазовом воздействии на пласт (ВГВ), утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), снижения давления газа в затрубном пространстве и т.д. Преимуществами ЖГЭ является простота конструкции, отсутствие движущихся деталей, невысокая стоимость, а также возможность регулировки режимов работы аппарата. Несмотря на это, в настоящее время имеются сложности при подборе геометрических параметров ЖГЭ при различных давлениях рабочей жидкости перед соплом и избыточных давлениях газа на входе в приемную камеру.

На основании этого, целью данной работы было проведение стендовых исследований по изучению характеристик ЖГЭ при различных геометрических параметрах и режимах его работы и дальнейшего обобщения результатов испытаний.

Исследования проводились на стенде-макете насосно-эжекторной системы (НЭС), где в качестве рабочей жидкости использовалась проточная вода, вместо газа – воздух. В ЖГЭ применялась цилиндрическая камера смешения с диффузором и одноструйное диафрагменное рабочее сопло. Эксперименты проводились при следующих геометрических параметрах и режимах: отношение длины камеры смешения к диаметру сопла $L_{кс}/D_{кс} = 11,11 - 29,63$; отношение диаметра камеры смешения к диаметру сопла $D_{кс}/D_c = 1,31 - 2,21$; давление газа на входе в приемную камеру $P_{пр} = 0,005 - 0,6$ МПа; давление рабочей жидкости перед соплом $P_p = 0,705 - 1,85$ МПа.

Для учета взаимовлияния P_p и $P_{пр}$ использовалось приведенное давление \sqrt{P} . По результатам исследований было определено, что ввод приведенного давления значительно облегчает подбор оптимальных геометрических и режимных параметров ЖГЭ.

Ключевые слова

Жидкостно-газовый эжектор, насосно-эжекторная система, водогазовое воздействие, повышение нефтеотдачи пластов.

Теория

Струйные аппараты применяются в различных технологиях в нефтегазовой промышленности в области водогазового воздействия на пласт (ВГВ), снижения затрубного давления в добывающей скважине, утилизации попутного нефтяного газа, удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин [3-6, 8, 9]. Струйный аппарат отличается простотой конструкции, отсутствием движущихся частей и механизмов и низкой стоимостью. Были проведены ряд исследований [6], где сообщается о повышении эффективности работы, в частности, жидкостно-газового эжектора (ЖГЭ) при избыточных давлениях эжектируемого газа. В [2] доказано улучшение энергетической характеристики при увеличении минерализации рабочей

жидкости, диапазон минерализаций, в котором наблюдается данный эффект – в [10]. Другим важным параметром определяющий характеристику работы ЖГЭ является рабочее давление перед соплом [4, 5]. Однако в настоящее время отсутствуют систематические исследования по взаимовлиянию давления рабочей среды перед соплом и эжектируемого газа. На основании этого, целью данной работы было исследование комплексного взаимовлияния основных параметров ЖГЭ.

Эксперименты проводились на стенде-макете по исследованию характеристик работы ЖГЭ, в составе НЭС. Подробное описание данного стенда и методика обработки полученных данных представлены в [6]. Для исследований применялся ЖГЭ с цилиндрической камерой смешения с диффузором (угол раскрытия 6°), в качестве рабочей жидкости использовалась вода, вместо газа – воздух. Расстояние между кромкой рабочего сопла до входа в камеру смешения рассчитывалось в соответствии с работой [1]. Из имеющихся деталей были собраны различные типоразмеры ЖГЭ, с использованием камер смешения диаметрами $D_{кc} = 5,4$ и $6,4$ мм, рабочих сопел с диаметрами $D_c = 2,9$, $3,3$ и $4,3$ мм. Отношение диаметра камеры смешения к диаметру сопла $D_{кc}/D_c$ составило 1,31, 1,64, 1,94 и 2,21, а отношение длины камеры смешения к ее диаметру $L_{кc}/D_{кc}$ варьировалось от 11,11 до 29,63.

В качестве примера в работе [7] представлены результаты исследований при $D_{кc}/D_c = 1,64$ при варьировании значения $L_{кc}/D_{кc}$ от 11,11 до 29,63. После обработки и анализа напорно-энергетических характеристик по всем имеющимся типоразмерам ЖГЭ, были составлены 3 группы типоразмеров в зависимости от $L_{кc}/D_{кc}$, которые представлены в таблице 1 и далее данные были обработаны в программном комплексе Python, с получением зависимостей в трехмерных координатах (рис. 1). Такие же зависимости были построены по $L_{кc}/D_{кc} = 21,41$ и $28,96$.

При известном коэффициенте инжекции U_g , давлениях P_p и $P_{пр}$, используя зависимости (рис. 1), определяется значение безразмерного перепада давления $\Delta P_c/\Delta P_p$, для каждого $L_{кc}/D_{кc}$. Далее строится окончательный график зависимостей, представленный на рисунке 2. Оптимальные значения геометрических параметров $D_{кc}/D_c$ и $L_{кc}/D_{кc}$ определяются по максимальному значению $\Delta P_c/\Delta P_p$ данной функции.

Таблица 1. Средние значения геометрического параметра $L_{кc}/D_{кc}$

$D_{кc}/D_c$	$L_{кc}/D_{кc}$		
	I группа	II группа	III группа
1,31	12,77	23,4	28,72
1,64	11,11	20,37	29,63
1,94	13,13	20,94	28,75
2,21	13,13	20,94	28,75
Средние значения $L_{кc}/D_{кc}$	12,54	21,41	28,96

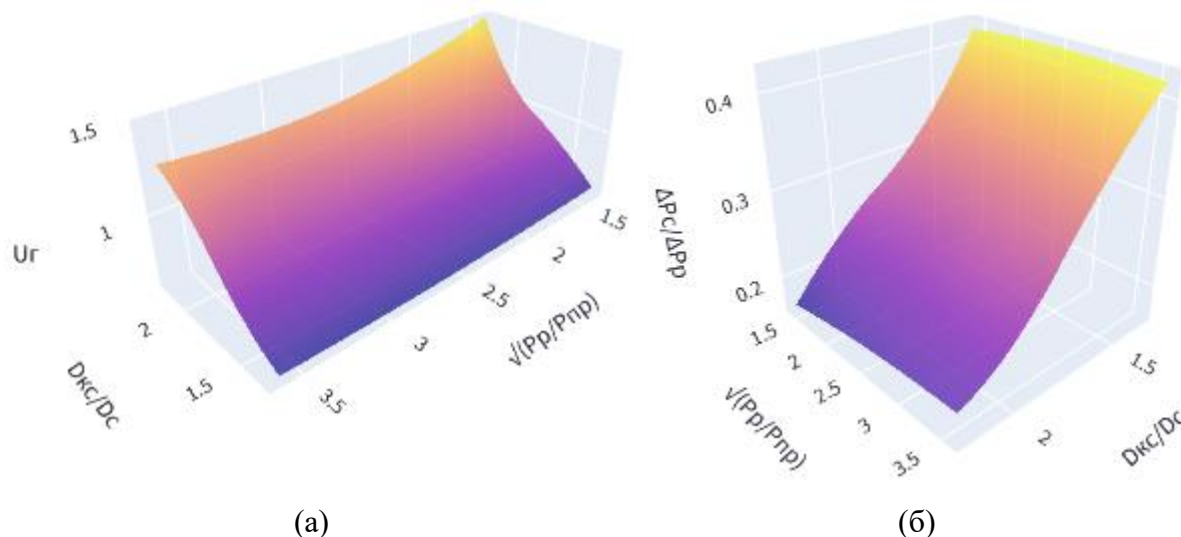


Рисунок 1. Графики зависимостей для $L_{кc}/D_{кc} = 12,54$: (а) – коэффициента инжекции $U_{Г}$ от геометрического параметра $D_{кc}/D_{c}$ и приведенного давления $\sqrt{P_{п}}$; (б) – безразмерного перепада давлений $\Delta P_{c}/\Delta P_{p}$ от геометрического параметра $D_{кc}/D_{c}$ и приведенного давления $\sqrt{P_{п}}$

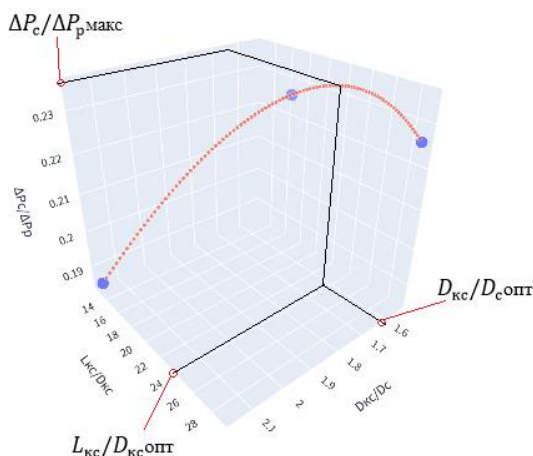


Рисунок 2. Функция зависимости параметров работы ЖГЭ в трехмерной плоскости

Выводы

На основе проведенных лабораторных исследований и анализа полученных данных можно сделать выводы о том, что внедрение приведенного давления \sqrt{P} в качестве режимного безразмерного параметра, учитывающий взаимовлияние давления рабочей среды перед соплом и давления эжектируемого газа на входе в приемную камеру ЖГЭ позволяет обработать данные в программном комплексе Python, существенно облегчая методику подбора оптимальных геометрических и режимных параметров струйного аппарата.

Результаты лабораторных исследований могут быть использованы для усовершенствования существующих методик подбора рабочих параметров ЖГЭ для различных технологий в нефтегазовой промышленности.

Библиография

1. Влияние расстояния от рабочего сопла до камеры смешения на характеристику жидкостно-газового эжектора / А.Н. Дроздов и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 92-95.
2. Горелкина Е.И. Изучение комплекса факторов, влияющих на устойчивость водогазовой смеси с целью успешной реализации водогазового воздействия и увеличения нефтеотдачи / СПбГУ. СПб, 2021, Т. 1, С. 50-51.
3. Горелкина Е.И. Исследование возможностей увеличения давления нагнетания газа с применением насосно-эжекторных систем / СПбГУ. СПб, 2020, С. 51.
4. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из межтрубного пространства при эксплуатации скважин электропогружным насосным агрегатом // Нефтяное Хозяйство. 2020. № 2. С. 54–57.
5. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 25-32.
6. Исследование характеристик эжекторов для технологий нефтегазового и горного дела / А.Н. Дроздов, С.Д. Карабаев и др. // Neftegaz. RU. 2020. № 3(5). С. 35-42.
7. Карабаев С.Д. Стендовые исследования взаимовлияния давления рабочей жидкости и газа в приемной камере на характеристики работы жидкостно-газового эжектора при изменяющихся длинах камеры смешения // Территория Нефтегаз. 2021. №. 3-4. С. 34-40.
8. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводнённых газовых и газоконденсатных скважин / А.Н. Дроздов, Ж.Б. Мугишо и др. // Территория Нефтегаз. 2021. № 1-2. С. 56-62.
9. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки горного университета. 2022. Т. 254. С. 191-201.
10. Gorelkina E.I. Improvement of pump-ejector systems in order to increase the gas discharge pressure and system efficiency // IOP Conf. Ser.: Earth and Environmental Science. IOP Publishing Ltd, 2021. P. 062007.

*Алгоритм первичного подбора состава жидкости глушения без твердой фазы для скважин с аномально высоким давлением. Карпачёв М.И. * (СПГУ, taxkarpachyov@vk.com), Подопригора Д.Г. (СПГУ, podoprigora-1990@mail.ru), Лиманов М.Н. (СПГУ, LimanovMaxim@yandex.ru)*

Аннотация

Глушение скважин, пробуренных в залежах с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), сопряжено с осложнениями. При проведении их ремонта требуется глушение путем закачки в скважину технологических жидкостей, с плотностью от 1,3 до 2 г/см³ и более [1]. Подобные жидкости обладают не только кратно большей ценой, но и имеют ряд условий для их эффективного применения.

Особую актуальность эта проблема обретает в контексте тенденции к истощению запасов на эксплуатируемых в данный момент месторождениях Российской Федерации. Разработка новых залежей сопряжена с увеличением глубины залегания, только за период с 2012 по 2016 г. она возросла на 162 м (с 2810 до 2972 м) [3], такие условия приводят к росту доли эксплуатационных объектов с АВПД. Подбор состава уникален для каждого конкретного случая, а потому для отбора наиболее технологически и экономически эффективного решения необходимо определить наиболее перспективные составы под дальнейшие лабораторные исследования.

Ключевые слова

Аномально высокое пластовое давление (АВПД), глушение скважины, тяжелый раствор глушения, алгоритм.

Теория

При глушении скважины, вскрывшей залежь с АВПД, требуется использование более тяжелых жидкостей глушения, которые в свою очередь имеют более узкий диапазон применения в виду физических факторов, взаимодействия с пластом, флюидом, оборудованием, а также стоимостью компонентов [5]. Подбор состава невозможен без проведения лабораторных исследований, требующих первоначально подобрать перспективные варианты, что невозможно без сбора, систематизации и анализа данных по уже применяемым композициям. Для упрощения этих действий предложен алгоритм, включающий в себя систематизированные данные из разных источников о наиболее изученных тяжелых жидкостях глушения.

На сегодняшний день существует ряд отечественных и зарубежных исследований о свойствах различных составов жидкостей глушения, применяемых в условиях АВПД. Однако их поиск, анализ условий их эффективной работы и стоимости реализации может быть достаточно времязатратным. Предложенный алгоритм может быть использован для оценки наиболее распространенных и хорошо изученных жидкостей на предмет соответствия ключевым параметрам, оказывающим влияние на применимость, к ним относятся [2]:

1. Требуемая плотность
2. Температурный диапазон
3. Коррозионная активность с учетом планируемого времени глушения

4. Нейтральность состава к H_2S при его наличии в флюиде

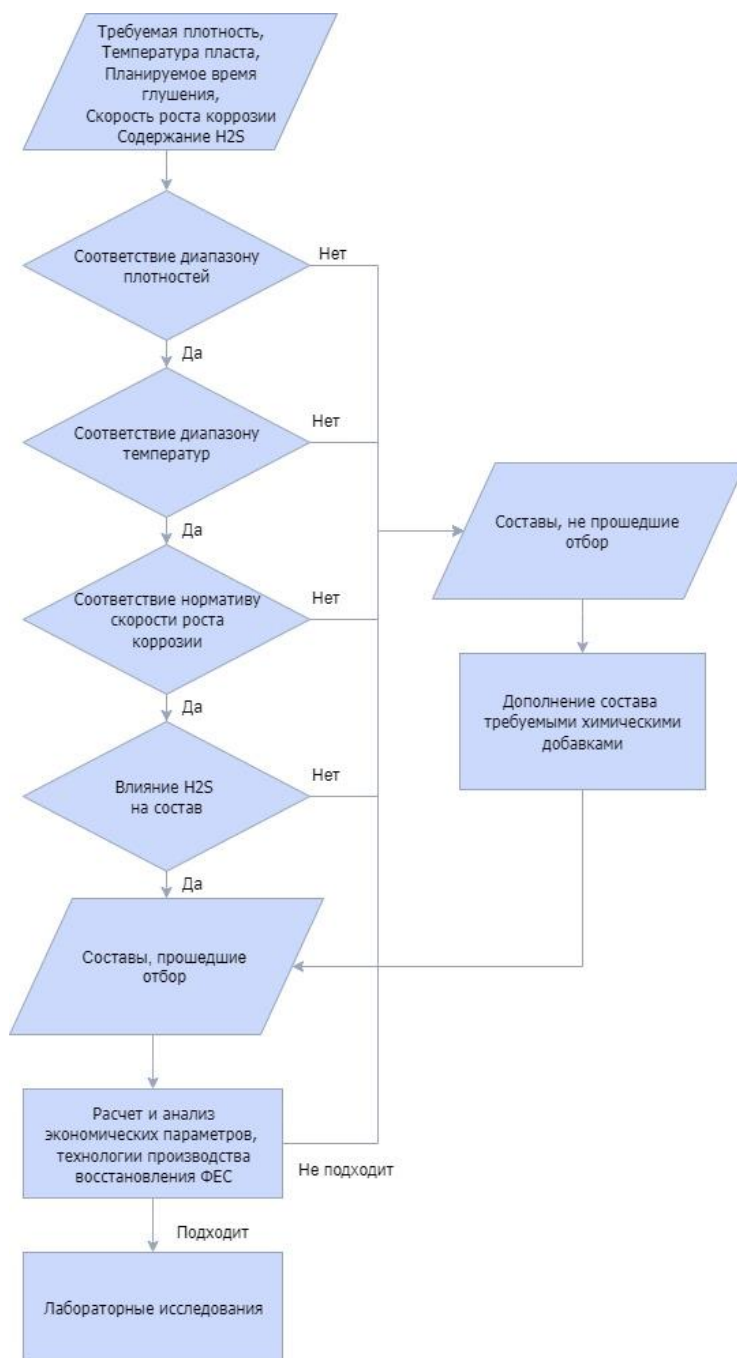


Рисунок 1. Алгоритм подбора состава

На рисунке 1 представлен алгоритм в виде блок-схемы. Первым этапом среди известных композиций отбираются те составы, чей диапазон возможных плотностей включает необходимую для заданного случая. Для каждого выбранного варианта определяются концентрации компонентов, зная которые, при достаточной исследованности, мы можем оценить диапазон температур, в котором возможно использование композиции, коррозионную активность и нейтральность раствора к H_2S .

Второй этап представляет из себя сравнение температурного диапазона композиции с диапазоном температур в стволе скважины, который должен учитывать,

как температуру на момент ее остановки, так и температуру в заглушенном состоянии. Третий этап заключается в сопоставлении данных коррозионной активности при заданной концентрации и температуре с нормативом скорости коррозии 0,125 мм/год [4]. При превышении этого норматива составом, может быть проведен расчёт среднегодовой скорости коррозии с учетом ожидаемого времени глушения скважины, так как глушение, как правило, производится на срок значительно меньше года. Четвертый этап отбирает составы нейтральные к H_2S при его наличии в пластовом флюиде.

Хорошо изученный раствор должен включать данные о перечисленных выше параметрах для всего диапазона концентраций и температур. При отсутствии полного набора данных раствор будет рекомендован к дальнейшему изучению, но включен в базу составов. Примером может являться раствор с изученной коррозионной активностью только для одной температуры.

В результате использования алгоритма определяется состав или ряд составов, соответствующих заданным условиям. При отсутствии таковых можно использовать для дальнейшего подбора состав, наиболее близкий к заданным условиям с применением различных добавок (ингибиторы коррозии, утяжелители, нейтрализаторы сероводорода и прочие). После, зная объем закачки, количество требуемых компонентов и их стоимость могут быть рассчитаны затраты на одну операцию глушения. Также на основе данных предыдущих исследований может быть определен предполагаемый коэффициент восстановления проницаемости.

Имея данные о стоимости, сохранении фильтрационно-емкостных свойств и технологии приготовления, возможно сравнение предложенных составов с желаемыми результатами. Так как алгоритм не позволяет точно определить воздействие жидкости глушения на пласт, специалист на основе полученных данных выносит решение о целесообразности проведения дальнейших лабораторных исследований, позволяющих получить более точные параметры для конкретно заданного случая.

Выводы

Предложенный алгоритм облегчает подбор составов тяжелых жидкостей глушения для лабораторных исследований, на основе собранных данных о месторождении и известных растворах. Польза алгоритма будет зависеть от количества используемых в анализе составов и их изученности. Алгоритм может быть улучшен его автоматизацией и внесением в него данных о имеющихся комбинациях сочетания растворов с различными добавками.

Библиография

1. Акулинчев Б.П. Об информативности коэффициентов аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике / Б.П. Акулинчев, А.А. Орлов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2011. - №1.
2. Мардашов Д.В. Технологические жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высокими пластовыми давлениями / Д.В. Мардашов, М.Н. Лиманов, В.Н. Дурягин, Н.А. Онегов // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2022. - №7 (127). - с. 42-48.
3. Министерство энергетики РФ : сайт. - URL: <https://minenergo.gov.ru/node/9897> (дата обращения: 15.02.2023)
4. Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97 // Минтопэнерго России - 1997.
5. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт - Краснодар, - 2016. - 382 с.

Расчёт параметров насосно-эжекторной системы с повышенным давлением нагнетания для водогазового воздействия на пласт. Козырев В.С.* (РУДН, i7656578@yandex.ru)

Аннотация

В данной статье рассматривается метод, направленный на интенсификацию притока нефти и увеличение нефтеотдачи продуктивного пласта с помощью применения водогазового воздействия. Произведен расчет параметров режима работы насосно-эжекторной системы для рассматриваемого нефтегазового месторождения. В результате проведенного исследования определены рабочие характеристики дожимных насосов, подобраны насосы, удовлетворяющие заданным условиям, а также предложена технология использования попутного нефтяного газа, способствующая сокращению углеродного следа.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, насосно-эжекторная система, увеличение давления нагнетания, многоступенчатое сжатие.

Теория

Интерес к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, месторождений со сложным геологическим строением растёт с каждым годом. Доказано, что в большинстве крупных месторождениях при нормальных условиях разработки конечные показатели нефтеотдачи не превышают 50-55%. В этих условиях основной задачей является увеличение конечной добычи нефти из разрабатываемого пласта и уменьшение объёма добываемой воды.

Технология водогазового воздействия относится к газовым методам увеличения нефтеотдачи, а также содержит в себе элементы стандартного заводнения. При правильном расчёте технологии и подборе оптимальных объёмов воды и газа возможно эффективное вытеснение нефти из пластов. Для реализации данной технологии в промысловых условиях требуются высокие капиталозатраты, что является ограничением широкого применения данной технологии в России. Предлагается использовать для закачки водогазовой смеси насосно-эжекторные системы. К преимуществам таких систем можно отнести небольшие капитальные затраты для внедрения, высокий уровень КПД из-за применения дожимных насосов, а также простую конструкцию данной системы [3].

Технология водогазового воздействия широко распространена за рубежом, однако в отечественной практике встречается не так много проектов. Связано это с недостаточной проработкой технологии для условий конкретного месторождения. Для успешного осуществления проекта технологии закачки водогазовой смеси необходимо соблюсти совокупность геологических, физико-химических, технологических и экономических критериев.

На рис. 1 представлен вариант компоновки насосно-эжекторной системы. В сопло эжектора 1 насосом 2 нагнетается вода, при этом 1 откачивает низконапорный газ. На выходе образуется водогазовая смесь с низким газосодержанием. Смесь направляется в

сепаратор, где газ отделяется от воды, которая циркулирует по замкнутому циклу. Также есть подпитка системы водой из внешнего источника, откуда она нагнетается насосом 4 в сепаратор 3. Часть воды из сепаратора насосом 5 нагнетается в сопло эжектора 6, который откачивает отсепарированный газ. Смесь с повышенным газосодержанием поступает на вход насоса 7 для нагнетания с повышенным давлением. Для реализации ВГВ на конкретном промысле необходимо рассчитать компоновку и параметры НЭС так, чтобы учесть параметры конкретного объекта.

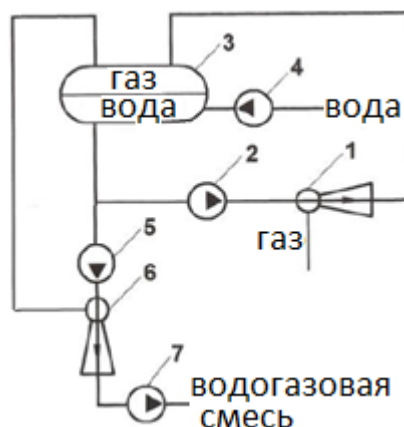


Рисунок 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для закачки водогазовой смеси в пласт: 1,6 – эжектора для сжатия газа, 2, 4, 5, 7 – многоступенчатые насосы; 3 – сепаратор.

В данной работе рассчитаны параметры НЭС для условий месторождения N. В настоящий момент реализуется закачка воды в 2 нагнетательные скважины. Добыче ведётся через 6 добывающих скважин. Обводнённость стремится к значению 93%. Данная стратегия разработки приводит к значительной обводнённости продукции.

При расчёте использовалась методика [6-8]. Рассчитаны устьевые давления нагнетательных скважин, давления на ВРП, выбран эжектор и насос – по каталогу АО «Новомет-Пермь». Расчёт осуществлялся для двух скважин, т. к. они вскрывают запасы, наиболее подходящие для реализации ВГВ [9]. Устьевые давления закачки смесей для А и В скважин равны соответственно $P_{у.вгс.А}=12,566$ МПа и $P_{у.вгс.В}=11,9$ МПа. Оптимальная аэродинамическая схема эжекторов для А и В скважин - №4, определены параметры эжекторов. Рассчитаны рабочие характеристики дожимных насосов. Подобраны подходящие насосы с учетом кавитирующих ступеней: для А скважины насос ВНН5А-700-1800 (оптимальная подача равна $700 \text{ м}^3/\text{сут}$, напор 1800 м.), для В скважины – ВНН5А-280-1800 (оптимальная подача равна $280 \text{ м}^3/\text{сут}$, напор 1800 м.).

Для успешного внедрения метода на промысле недостаточно выбрать и рассчитать параметры оборудования. Необходимо выбрать источник газа для обеспечения рационального газосодержания [1, 4], а также подобрать оптимальный состав рабочей жидкости для улучшения работы эжектора [2] и насоса [10]. Использование минерализованной рабочей воды способствует улучшению структуры закачиваемой смеси, однако в том случае, когда планируется закачивать пресную воду, необходимо добавлять ПАВ. Методика подбора ПАВ и его концентрации описана в [5].

Выводы

На основе проведённой работы можно сделать вывод, что применение технологии водогазового воздействия на месторождении N позволит эффективно вытеснить нефть,

увеличить срок разработки месторождения и снизить обводненность скважин. Полезное использование попутного газа способствует сокращению углеродного следа, что также является приоритетной задачей.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. Т. 5. С. 85-89.
2. Горелкина Е.И. Изучение комплекса факторов, влияющих на устойчивость водогазовой смеси с целью успешной реализации водогазового воздействия и увеличения нефтеотдачи // Актуальные проблемы недропользования. Сборник тезисов конференции. 2021. С. 50-51.
3. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал российского газового общества. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
4. Горелкина Е.И. Проблема повышения давления нагнетания газа с применением насосно-эжекторных систем и способ ее решения // Актуальные проблемы нефти и газа. 4-я Всероссийская молодежная научная конференция. Москва, 2021. С. 11-12.
5. Исследование влияния пенообразующих поверхностно-активных веществ на работу многоступенчатого центробежного насоса при откачке созданных эжектором водогазовых смесей / А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий, В.А. Шишулин и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 37-44.
6. Комплексный подход к повышению эффективности насосной добычи нефти при высоких линейных и затрубных давлениях / А.Н. Дроздов, В.Н. Калинин и др. // Бурение и нефть. 2023. № 2. С. 48-52.
7. Расчет устьевого давления нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611594, 27.01.2022. Заявка № 2022610600 от 19.01.2022.
8. Расчет среднеинтегральных параметров насосно-эжекторной системы / Пасюта А.А., Маркелова А.А. и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022617169, 19.04.2022. Заявка № 2022615704 от 01.04.2022.
9. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов и др. // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
10. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей / А.Н. Дроздов, С.Т. Закенов и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 96-99.

***Определение дебита проектной скважины с боковым горизонтальным стволом.
Вишневецкий А.Е. (СамГТУ, aevishn@mail.ru)***

Аннотация

В статье представлен обзор актуальных способов расчета проектного дебита. В данной работе приведены исходные параметры проекции ствола горизонтальной скважины. Определен алгоритм оценки проектного дебита для горизонтального участка на примере скважины рассматриваемого месторождения. Результаты расчета сопоставлены с фактическими значениями. Обнаружено, что реальный текущий дебит жидкости превышает расчетный в четыре раза в результате некорректного подбора входных параметров для расчета.

Определение дебита проектной скважины с боковым горизонтальным стволом является актуальной задачей в настоящее время.

Ключевые слова

Скважина, боковой ствол (БС), горизонтальный ствол (ГС), бурение второго ствола (БВС), геолого-технические мероприятия (ГТМ).

Теория

Целесообразность и возможность использования бездействующего фонда скважин, а также ранее ликвидированных скважин путем их реконструкции устанавливается компетентной комиссией, создаваемой недропользователем. Основанием для принятия решения являются результаты предварительного исследования состояния скважины и оценки потенциального дебита скважины после ее реконструкции. [1]

При выборе скважин для реконструкции определяющую роль имеют геолого-технические параметры состояния скважины: текущие дебиты, обводненность продукции, степень выработки запасов нефти и др. В первую очередь рассматриваются скважины бездействующего фонда, находящиеся в консервации, в связи с предельной обводненностью и нерентабельностью их эксплуатации из-за низкого дебита, а также скважины в аварийном состоянии.

Решение о переводе добывающей (нагнетательной) скважины в разряд восстанавливаемых принимается исходя из следующих обстоятельств:

- необходимость определяется проектным документом на разработку месторождения (необходимость уплотнения сетки, выработки целиков, если невозможно ликвидировать аварию, а запасы не выработаны);
- при аварии в скважине, когда другие методы ликвидации не приводят к положительному результату, по решению Заказчика;
- если техническое состояние скважины не вызывает сложностей при зарезке и проводке дополнительного ствола. [2]

При подборе скважин – кандидатов под БВС необходимо учитывать следующие факторы и критерии:

- участки, предлагаемые для БВС должны иметь недренируемые или слабодренируемые извлекаемые запасы, обеспечивающие рентабельную накопленную добычу нефти на скважине;
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в рассматриваемой области бурения БВС должна составлять не менее 2 м;
- базовый дебит нефти по скважинам – кандидатам должен быть не более 2 т/сут при обводненности не менее 90%;
- производить ГТМ в районах с пластовым давлением, обеспечивающим достижение прогнозных показателей;
- конструкция скважины – кандидата должна соответствовать требованиям к проведению БВС, техническим и технологическим возможностям для применяемого оборудования. [3]

В качестве объекта для бурения бокового горизонтального ствола выберем БС₁₂. Рассматриваемый объект практически полностью разбурен. Для активного вовлечения в разработку необходимо ввод новых скважин, несмотря на низкие показатели проницаемости и небольшие нефтенасыщенные толщины

К неразбуренным зонам относятся краевые части залежи, которые характеризуются значительными нефтенасыщенными толщинами, сложными условиями нефтеизвлечения, связанными со значительной неоднородностью строения, а также значительными остаточными запасами по рассматриваемому месторождению.

Технология бурения вторых стволов (в т. ч. с горизонтальным окончанием) позволит эксплуатировать залежь в зонах концентрации остаточных запасов.

Для подбора бурения бокового горизонтального ствола рассматривают коэффициент отношения текущего пластового давления к начальному пластовому давлению по объекту, который имеет прямую пропорциональность к накопленной добычи нефти. [4]

Скважины БГС по объекту БС₁₂ находятся в зоне снижения пластового давления, где коэффициент в среднем по объекту составляет 0,68 – наименьший показатель среди рассматриваемых объектов (БС₁₀²⁻³ – 0,75, ЮС₁ – 0,83). Связанно это с низкими показателями начального пластового давления по скважинам БГС объекта БС₁₂.

Произведем расчет проектного дебита скважины, а также проанализируем точность расчета дебита скважины по данным формулам с фактическим дебитом наиболее применяемых формул: Джоши (Joshi, 1988), Борисова (1964), Григулецкого и Ренарда-Дюпюи (Renard & Dupuy, 1991).

Исходные данные, необходимые для расчета дебита проектной скважины с БГС на рассматриваемом месторождении: $k = 0,6$ мД, $h = 15$ м, $p_i = 200$ атм, $p_{wf} = 79$ атм, $\mu = 1,484$ мПа·с, $B = 1,13$ м³/м³, $L_h = 300$ м, $r_w = 0,2$ м.

Результаты проектного дебита нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов дебита нефти проектной скважины

Формула	Расчетный дебит, т/сут
Борисова	20,08
Джоши	21,68
Ренарда-Дюпюи	16,03
Григулецкого	21,94
Средний показатель	19,93

Для наглядности приведем полученные результаты расчетов в виде диаграммы (рисунок 1).

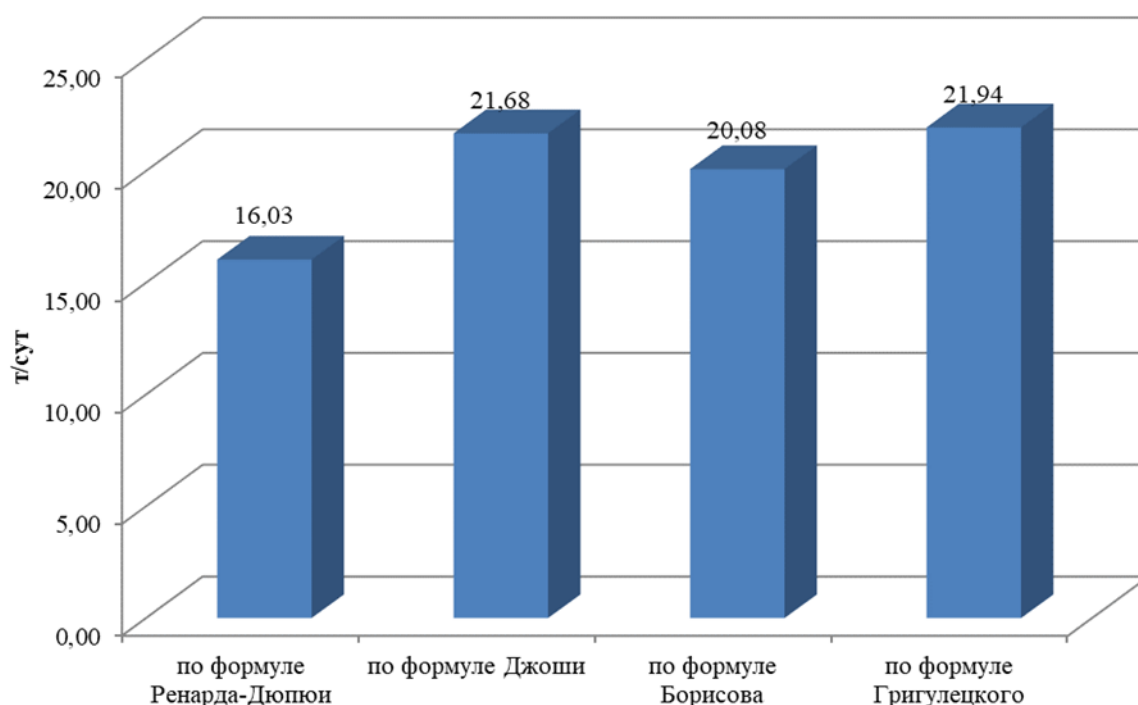


Рисунок 1. Сравнение проектного дебита нефти

Согласно выполненным расчетам, видно, что проектный дебит нефти, полученный по формулам Джоши (21,68 т/сут), Борисова (20,08 т/сут), Ренарда-Дюпюи (16,03 т/сут) и Григулецкого (21,94 т/сут), практически идентичны. Существующая погрешность, между полученными результатами, в условиях высокого газового фактора, обусловлена наличием нелинейной фильтрации.

Согласно проведенному анализу проектный дебит нефти на скважине-кандидате под БВС рассматриваемого месторождения составит примерно 19,93 т/сут, что для участка БС₁₂² является отличным результатом.

Выводы

Таким образом, благодаря современным методам математического моделирования есть возможность наблюдать за текущим состоянием участков разработки скважин БГС, рассматриваемого месторождения, а именно:

- следить за изменением дебитов жидкости и нефти;
- следить за изменением фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- следить за изменением пластового давления, а также возможностью его контролировать с помощью системы ППД.

По данным геолого-промыслового анализа можно дать следующие рекомендации по дальнейшие разработки участков скважин БВС рассматриваемого месторождения:

1. На следующих участках скважин БГС необходимо произвести совершенствование системы ППД из-за низкого пластового давления:

- объект БС₁₀²⁻³: 308л – 81 атм; 387л – 90,5 атм;
- объект БС₁₂: 6758л – 134,9 атм;
- объект ЮС₁: 6397л – 152,67 атм.

2. На данных участках необходимо провести геолого-технологическое мероприятия для повышения нефтеотдачи пласта:

- объект БС₁₀²⁻³: 118л – 0,53 т/сут;
- объект БС₁₂: 9428л – 1,1 т/сут;
- объект ЮС₁: 2108л – 0,95 т/сут, 8333л – 0,81 т/сут.

Библиография

1. Вишнеvский, А. Е. Эффективность зарезки бокового ствола / А. Е. Вишнеvский, А. М. Зиновьев // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1. – № 1(14). – С. 189-190.
2. Карнаухов, М. Л. Исследования горизонтальных газоконденсатных скважин / М. Л. Карнаухов, О. Н. Павельева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 56-61. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-3-56-61.
3. Павельева, О. Н. Эффективность бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах / О. Н. Павельева, К. Саабесагр // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 2017. Том № 2. – Нижневартовск: ТИУ, 2017. – С. 180-182.
4. Павельева, О. Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах / О. Н. Павельева, А. О. Басов, Ю. Н. Павельева // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206-208.

*Анализ информативности термических исследований нагнетательных скважин при наличии в низкопроницаемом пласте трещины гидроразрыва. Ворон К.А. * (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, kiravoron@gmail.com), Никонорова А.Н. (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, anastasia.nikonorova@list.ru), Кременецкий М.И. (РГУ нефти и газа НИУ им.И.М.Губкина, kremenetskiymi@gmail.com)*

Аннотация

Для целей поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях применяют способы закачки технической жидкости в пласт на больших репрессиях, что позволяет успешно вытеснять углеводороды. Однако, большие перепады давления зачастую приводят к возникновению нестабильных трещин гидроразрыва.

Уход жидкости в нецелевые объекты по трещинам гидроразрыва является одной из самых распространенных причин непроизводительной закачки. Заметим, что сам процесс непроизводительной закачки повсеместно встречается на большинстве российских и зарубежных нефтяных объектах. Перед многими инженерами стоит ряд вопросов: как диагностировать, как предотвращать и как избежать процесса непроизводительной закачки на объекте?

На сегодняшний день ключевыми методами для ответа на вышеуказанные вопросы являются гидродинамические и промыслово-геофизические методы исследования нагнетательных скважин. Однако, когда речь заходит об эффективности этих методов применения в нагнетательных скважинах при наличии в пласте трещин гидроразрыва возникает ряд неопределенностей. Авторы уделили особое внимание анализу информативности термических исследований в таких условиях, а также предлагают способ для повышения информативности нестационарной термометрии для целей диагностики перетоков по трещинам гидроразрыва, а также количественной оценке параметров трещин.

Ключевые слова

Трещина гидроразрыва, термометрия скважин, непроизводительная закачка, система поддержания пластового давления (ППД).

Теория

В своих предыдущих работах авторами было выявлено, что поведение теплового поля при наличии трещины в пласте нестандартно [1-4]. Для того, чтобы понимать процессы, происходящие в системе «скважина-трещина-пласт» при закачке на высоких репрессиях, авторы опирались на баротермическое моделирование процессов, используя классическую модель (рисунок 1). В данной модели скважину можно представить в виде вертикальной полости круглого сечения. Трещина в свою очередь зафиксирована в виде вертикальной полости. Пласт представлен однородной средой с проницаемостью 1 мД и пористостью 0.2.

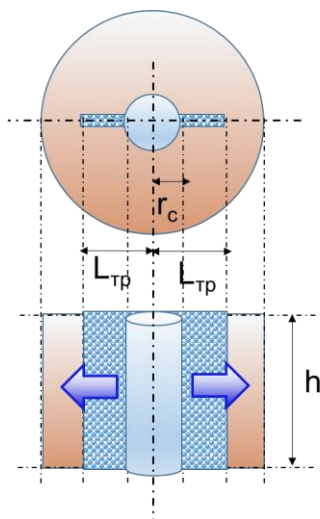


Рисунок 2. Система «скважина – трещина – пласт» ($L_{тр}$ – полудлина трещины, H – толщина пласта, r_c – радиус скважины)

Раннее анализ информативности нестационарной термометрии позволил установить, что проницаемость пласта и геометрические особенности трещин вносят различный весомый вклад в поведение теплового поля, что стало предпосылкой для разработки технологии циклических термических исследований [1-4]. Данные исследования подразумевают под собой управление закачкой при исследованиях, которое позволит оценивать параметры пласта и трещины. Были разработаны теоретические палеточные зависимости, которые работают в определенных интервалах информативности в зависимости от заданных условий закачки (интенсивности, длительности закачки и остановки) и свойств коллектора. Эффективность предложенных технологий была доказана опробованием на реальных скважинах.

Авторы также установили, что не только параметры трещины и пласта вносят весомый вклад в поведение теплового поля, но и интенсивность закачки и ее продолжительность имеют большое влияние на процессы релаксации теплового поля. Так, на рисунке 2 приведен график релаксации теплового поля в течении 10 часов после прекращения длительной закачки в течении 72 часов и малоинтенсивной – $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 м пласта. Шифром кривых является полудлина трещины в пласте. Заметим, что трещины полудлинной менее 20 м имеет весьма замедленный темп релаксации теплового поля.

На рисунке 3 приведен график релаксации теплового поля обратной ситуации: закачка велась в течении 3 часов, но гораздо интенсивнее – $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 м пласта. Наблюдается также замедленный темп восстановления теплового поля при трещинах менее 20 м. Очевидно, что интенсивность закачки так же, как и длительность закачки являются весомыми факторами, влияющими на релаксацию теплового поля.

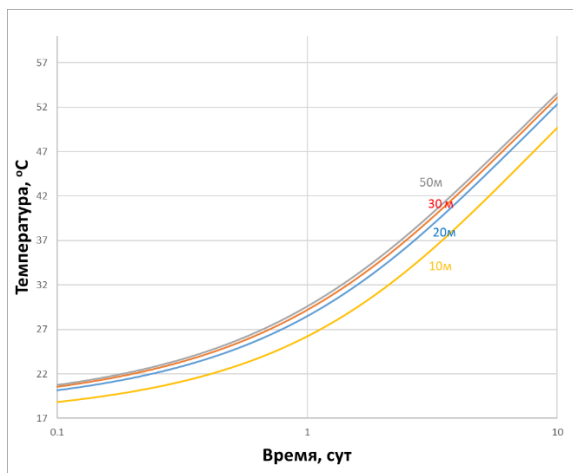


Рисунок 2 Зависимость температуры в стволе скважины при релаксации теплового поля после длительной закачки 72ч с интенсивность 3 м³/сут на 1 м пласт. Шифр кривых – полудлина трещины

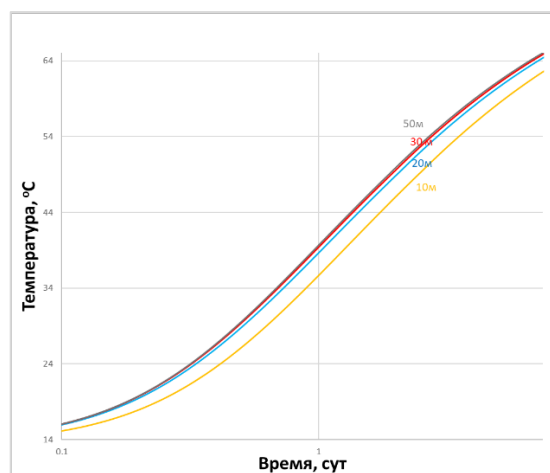


Рисунок 3 Зависимость температуры в стволе скважины при релаксации теплового поля после короткой закачки 3ч с интенсивность 30 м³/сут на 1 м пласт. Шифр кривых – полудлина трещины

Исходя из того, что тепловое поле сильно зависит как от длительности закачки, так и от ее интенсивности, авторами было предложено усовершенствование технологий циклических термических исследований [1-4]. Рисунок 4 иллюстрирует теоретическую палеточную зависимость предлагаемой технологии, которая включает в себя цикл длительной неинтенсивной отработки скважины и цикл интенсивной короткой отработки скважины. На ось ординат нанесена температура в стволе скважины при длительном времени нагнетания и небольшой интенсивности, а на оси абсцисс отложена температура при короткой интенсивной закачке. После каждого цикла была произведена остановка 24ч.

График показывает, что по результатам термометрии при длине трещины от 10 до 50 м и при различных проницаемостях возможна количественная оценка длины трещины и проницаемости пласта. Однако, важно отметить, что такие технологии будут эффективны в низкопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 5 мД).

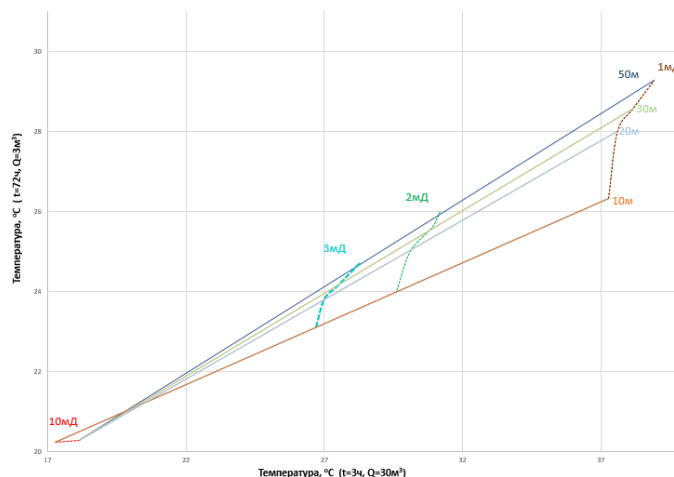


Рисунок 4 Палеточная зависимость технологии проведения термических исследований по циклам: «закачка 3 ч $Q=30 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 м пласта» и «закачка 72ч $Q=3 \text{ м}^3/\text{сут}$ »

Выводы

- На базе баротермического моделирования были уточнены особенности поведения теплового поля при релаксации поля после закачки при наличии трещины в пласте.
- Установлено, что помимо проницаемости пласта и длины трещины весомое влияние на поведение теплового поля также оказывают интенсивность и продолжительность закачки.
- Предложена технология проведения термических исследований в нагнетательных скважинах в условиях низкопроницаемого коллектора для количественного уточнения проницаемости пласта и оценки полудлины трещины.

Библиография

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А., Мусалеев Х.З., Никонорова А.Н. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6. № 4. С. 92-105.
2. Никонорова А.Н., Наумов А.С., Ерастова В.А. Выявление непроизводительной закачки на основе концептуального мониторинга теплового поля в нагнетательных скважинах. Материалы конференции, 2022. Т.1. С.309-315.
3. Никонорова А.Н., Батманова О.В., Гуляев Д.Н., Касимова Д.Б., Гуськов Б.Л., Кричевский В.М. Выявление причин непроизводительной закачки воды при разработке нефтяных месторождений на основе моделирования термических процессов. Вестник Российского нового университета. Серия: Сложные системы: модели, анализ и управление. 2021. № 4. С. 34-40.
4. Ерастова В.А., Никонорова А.Н., Кременецкий М.И. Анализ информативности термических исследований в условиях дренирования пласта трещинами гидроразрыва. Статья в сборнике трудов конференции. 2022. С.141-143.

*Анализ солеотложений в оборудовании добывающих нефтяных скважин.
Невольских Е.Н. * (ФГБОУ ВО ЮГУ, efimnevolskih6@gmail.com), Струков Е.В.
(ФГБОУ ВО ЮГУ, 20strukov03@mail.ru), Кузина М.Я. (ФГБОУ ВО ЮГУ,
m_kuzina@ugrasu.ru)*

Аннотация

В данной работе был исследован состав солеотложений, образовавшихся на рабочих частях погружных насосов, установленных в добывающих нефтяных скважинах. Были изучены образцы из 113 скважин с территории ХМАО-Югры.

Знание состава солеотложений, прогнозирование их возможного образования при добыче нефти имеют большое практическое значение, так как от этого зависит планирование мероприятий по их ликвидации, предупреждению их возникновения и защите нефтепромыслового оборудования, чтобы в конечном итоге обеспечить длительную бесперебойную работу скважин.

Ключевые слова

Солеотложения, нефтедобыча, осложнения, скважинное оборудование

Теория

При разработке нефтяных месторождений Западной Сибири почти весь объём добываемой продукции поднимается на поверхность механизированным способом, с помощью установок погружных насосов. На работоспособность данных систем очень часто влияют отложения солей и скопления механических примесей, образующиеся при проходе скважинной продукции (нефти, воды и газа) через насосную установку. Они засоряют рабочие узлы насосов и могут вызвать их поломку.

Выпадение солей в данном случае связано с наличием пластовых вод, которые идут вместе с нефтью, и являются достаточно минерализованными [2,3]. Также к солеотложениям добавляются механические примеси, это нерастворимые твёрдые частицы, вынесенные потоком из пласта. И к ним могут примешиваться битуминозные вещества, асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО), которые выделяются из нефти.

В данной работе был изучен минералогический и гранулометрический состав отложений, обнаруженных в скважинном оборудовании, прежде всего в электроцентробежных насосах. Минеральный состав и степень окатанности зёрен в отмытых от органики пробах рассматривались с помощью поляризационного микроскопа ПОЛАМ Л-213М. В отдельных случаях, когда определение состава вызывало затруднения, делался химический анализ с помощью ионной хроматографии. Также исследовался гранулометрический состав наиболее мелких фракций с помощью анализатора размеров частиц HORIBA LA-300 (методом рассеяния лазерного света).

В результате исследования было установлено, что по минеральному составу солеотложения можно разделить на следующие группы:

1. Карбонатные (51 проба). Представлены по большей части карбонатом кальция (CaCO_3), который находится в виде корочек толщиной до 0,5-1 мм, сферолитов, диаметром до 3-4 мм или в виде сплошных рыхлых масс (рис. 1а-в). В подчинённых количествах присутствуют карбонаты железа и магния. Кальцит в данном случае образуется химическим путём, он выпадает из пластовой воды и осаждается на стенках оборудования. Однако, твёрдость кальцита сравнительно низкая – 3, он может легко крошиться и истираться в порошок. Получаются плохо окатанные мелкие обломки. Кальцит бурно реагирует с 3%-ной соляной кислотой HCl , растворяясь в ней почти целиком за несколько минут, при этом интенсивно выделяется углекислый газ CO_2 .

2. Железистые (29 проб). Представляют собой преимущественно агрегаты сульфида железа FeS , с примесью оксидов, гидроксидов или карбонатов железа (рис. 1г,д). Железистые соединения образуются как химическим путём, выпадают из пластовых вод, если изначально в них было повышенное содержание Fe и H_2S (сероводорода), так и могут появляться при коррозии или слома металлического оборудования. Сульфид железа так же, как и карбонаты, вскипает в HCl и растворяется в ней (рис. 1е).

3. Сульфатные (12 проб). Сложены в большинстве сульфатом кальция CaSO_4 и его гидратом $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (гипсом). В одной пробе наблюдался сульфат бария (BaSO_4). Сульфаты также могут откладываться из пластовых вод, либо привноситься в скважины с различными технологическими жидкостями.

4. К четвёртой группе можно отнести случаи, когда рабочие узлы насосов были забиты различными механическими частицами: пропантом (3 пробы), кремнистыми корками (2 пробы), песком (4 пробы), глиной (4 пробы) и т.п. (рис. 1ж,з).

Из анализа мехпримесей следует, что их источники можно разделить на две категории: например, песчаный и, частично, глинистый материал имеют естественное происхождение (это продукты разрушения пород-коллекторов, которые вынесло из пласта в скважины под воздействием фильтрационного напора), а пропант и прочие используемые на промыслах материалы имеют техногенное происхождение и заносятся в недра с поверхности. Они могут попадать внутрь в результате плохой очистки труб, заноситься с технологическими жидкостями при ремонтах, при проведении ГРП (гидроразрыва пласта), являться продуктами химических реакций при проведении различных обработок.

В целом, основной причиной наличия механических примесей в добываемой продукции считается создание излишне высокой депрессии на пласт (т.е. большого перепада давления), из-за этого жидкость начинает выносить частицы пород из призабойной зоны в скважину.

Таким образом, наше исследование показало, что в подавляющем большинстве случаев скважинные насосы оказываются забиты отложениями неорганических солей (82% проб) и механическими примесями (17%). АСПО были встречены всего лишь в 2 пробах (1%) (рис. 1и). При этом среди механических примесей 2/3 составляют техногенные.

Гранулометрический анализ показывает, что по степени неоднородности все пробы неоднородные. Преобладают фракции с размерами частиц 10-40 мкм.



Рисунок 1. Солеотложения и механические примеси, обнаруженные в оборудовании нефтедобывающих скважин. А) и б) – корочки и сферолиты кальцита; в) – раздробленный кальцит под микроскопом, увеличение $\times 100$; г, д) – железистые корочки визуально (г) и под микроскопом с увеличением $\times 100$ (д); е) – бурное растворение сульфида железа в 3%-м растворе соляной кислоты, под микроскопом с увеличением $\times 100$; ж) – глобулы пропанта; з) – кварцевый песок, мелкозернистый; и) – солеотложения с большим содержанием АСПО.

Выводы

В качестве мер борьбы с выявленными типами солеотложений, помимо широко практикующейся на промыслах механической отчистки, можно рекомендовать солянокислотную обработку, т.к. основная часть скважинного оборудования забита легко растворяющимися в кислотах соединениями, а также применение ингибиторов [1,4].

В тех же случаях, когда причиной отказов насосов является механический материал, необходимо выявлять причины его привноса в скважины, и принимать меры по усилению защиты от попадания инородных частиц, в первую очередь, обратить внимание на подбор оптимального техрежима эксплуатации скважин.

Библиография

1. Бешагина Е.В., Чайкина Я.И. Выбор эффективного ингибитора солеотложения для группы месторождений Западной Сибири // *Neftegaz.RU*. - №2, 2022.
2. Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация кандидата технических наук. Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2018.
3. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти. // *Современные проблемы науки и образования*. – Вып. № 1 (2015).
4. Яркеева Н.Р., Насыров Э.А. Предотвращение солеотложений в скважинах на месторождениях компании ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». // *Нефтегазовое дело*. - Том 17, № 3 (2019). – С. 74-79.

Обоснование эффективности применения технологии выравнивания профиля притока к скважинам с горизонтальным окончанием. Парфенов Д.В.* (Санкт-Петербургский горный университет, parfenovd.r@mail.ru)

Аннотация

В работе представлены результаты математического моделирования притока пластовых жидкостей к скважине с горизонтальным окончанием. Кратко описаны основные принципы действия устройств контроля притока. Обоснована эффективность применения рассматриваемой технологии с целью выравнивания профиля притока и предотвращения преждевременных прорывов воды к скважине.

Ключевые слова

Обводненность, устройство контроля притока.

Теория

Теоретические исследования и практика использования скважин с горизонтальным окончанием позволили выявить основные проблемы разработки объектов с применением данной технологии: неравномерный профиль притока; неконтролируемые прорывы подошвенных, приконтурных вод, воды от нагнетательных скважин; неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки. Это приводит к неравномерной выработке запасов и резкому росту обводненности.

Неэффективная выработка запасов скважинами с горизонтальным участком (ГУ) большой протяженности происходит по двум основным причинам: эффект «пятка-носок» и значительная неоднородность пласта по проницаемости вдоль горизонтального участка. Первый фактор учитывает потери давления потока в ГУ за счет трения, которые могут достигать значительных величин. Данные гидравлические потери в свою очередь приводят к неравномерному профилю депрессии на пласт.

Равномерное вовлечение в разработку продуктивного пласта может быть достигнуто за счет использования специальных систем ограничения водопритока, которые являются частью скважинного оборудования. Преимущество данного метода заключается в том, что технология позволяет ограничить водопритоки, вызванные различными факторами. Поскольку трудностью при борьбе с притоком воды является разнообразие причин поступления нежелательной жидкости, применение рассматриваемой технологии способствует повышению рентабельности мероприятий по борьбе с обводнением.

На сегодняшний день выделяют три типа устройств контроля притока: пассивные устройства контроля притока (Inflow Control Device, ICD), клапаны контроля притока/активные устройства контроля притока (Inflow Control Valve, ICV), автономные устройства контроля притока (Autonomous Inflow Control Device, AICD).

Идеей пассивного регулирования притока к скважине является создание дополнительного сопротивления потоку флюидов при прохождении через устройство. В таких системах нет подвижных элементов, а снижение напора осуществляется за счет изменения направления течения потока, участков местного сопротивления и изменения

режима потока. В зависимости от механизма снижения напора ICD выделяют следующие виды устройств: штуцерные/сопловые, трубчатые, спиральные/канальные, гибридные/лабиринтные [4]. Соответственно, основной характеристикой данных устройств контроля притока к скважине является значение падения давления, которые они создают в системе «пласт-подъемная труба».

Принцип работы ICV заключается в управлении позиции клапана с поверхности, в зависимости от необходимого притока жидкости на данном участке. Для управления положением применяются специальные контрольные линии. Существуют три разновидности ICV: двухпозиционные клапаны (открыто/закрыто); многопозиционные клапаны (6-11 позиций); бесступенчатые клапаны [1].

Принцип действия AICD заключается в том, что при изменении свойств пластовой жидкости устройство меняет геометрию потока, проходящего через него. Данные системы пропускают более вязкие жидкости, а при прорыве воды или газа способны практически полностью ограничить приток в скважину. При этом автономные системы контроля не требуют управления с поверхности.

Оценка эффективности применения технологии выравнивания профиля притока к скважине с горизонтальным окончанием с помощью математического моделирования осуществлялась следующим образом.

В качестве исследуемой скважины была рассмотрена теоретическая скважина №2D месторождения «М», которое разрабатывается системой скважин с горизонтальным заканчиванием фильтром-хвостовиком. Пласт характеризуется неоднородностью по проницаемости вдоль ГУ скважины №2D, в связи с чем, для более удобного анализа работы скважины ГУ был поделен на 200 интервалов протяженностью 5 метров (рисунок 1).

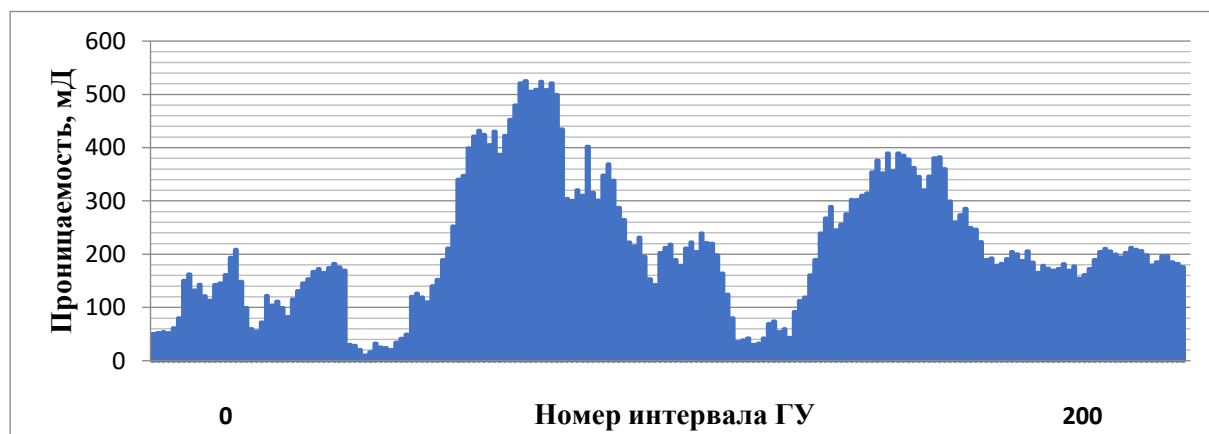


Рисунок 1. Распределение проницаемости вдоль ГУ скважины №2D

Удельный приток к скважине с горизонтальным окончанием рассчитывался по формуле Joshi [3], путем определения притока на единицу длины ГУ.

Профиль притока к горизонтальному стволу скважины с фильтром-хвостовиком равномерно распределен вдоль ГУ при равномерном распределении фильтрационных отверстий при условии, что пласт является однородным, и отсутствуют потери давления в ГУ скважины. На рисунке 2 представлен равномерный профиль притока без учета потерь давления и с учетом средней проницаемости вдоль ствола, который составил 0,531 м³/сут для каждого интервала ГУ.

Потери давления на трение в горизонтальном стволе, рассчитанные методом Dikken [2], составили – 9482 Па, что соответствует, примерно, 1 % от депрессии на забое скважины. Соответственно, в данной скважине отсутствует существенное влияние эффекта «пятка-носок» на профиль притока, а ключевым фактором является высокая неоднородность пласта.

Данные о неоднородности фильтрационных свойств в совокупности с рассчитанными потерями давления на трение позволили оценить приток к отдельным интервалам и получить представления о профиле притока к ГУ (рисунок 2). Анализ профиля также позволил выделить два интервала с высокими значениями притока – с 295 по 460 метр и с 645 по 790 метр от начала ГУ. Соответственно, на данных участках ствола рекомендуется установить ICD для выравнивания профиля притока.

При рассматриваемых допущениях о траектории линий тока к скважине по нормали влияние ICD на депрессию на определенном участке ГУ описывается уравнением (1):

$$\Delta P_{ex}(x) = P_{пл} - P_T(x) - \Delta P_{ICD}. \quad (1)$$

Таким образом, на основании формулы Joshi [3] и профиля притока были рассчитаны необходимые дополнительные сопротивления потоку, создаваемые ICD.

Эффект от установки ICD по данной рекомендации представлен на рисунках 2-3.

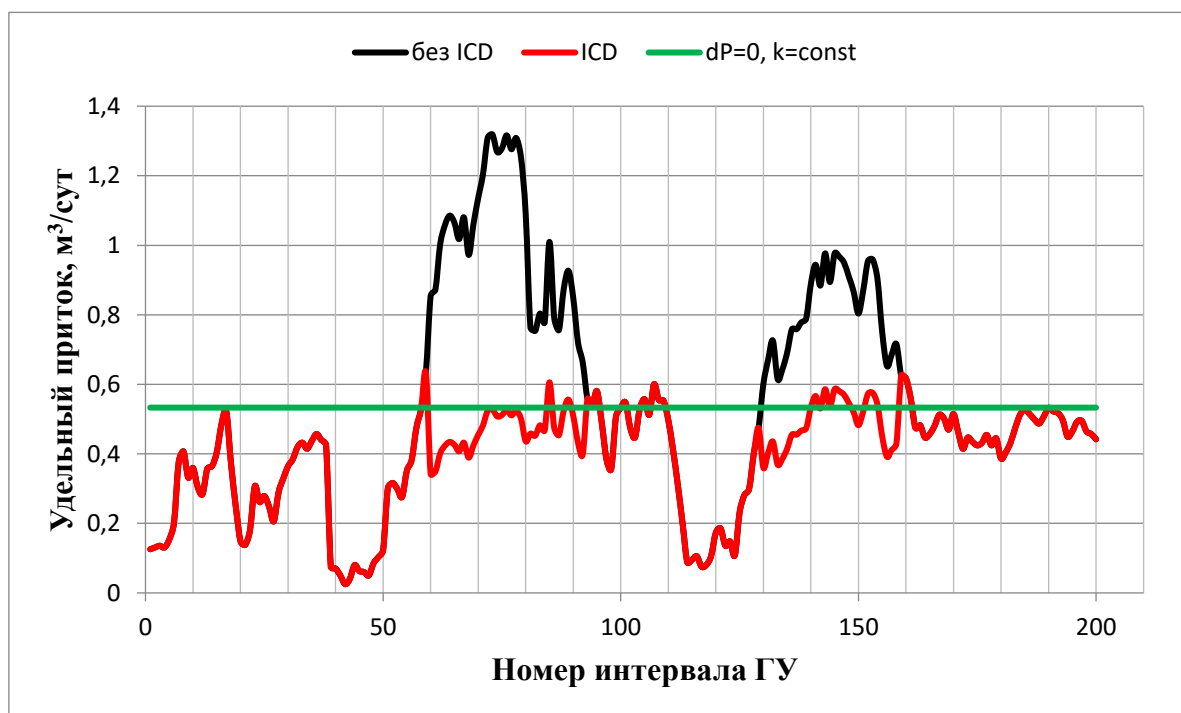


Рисунок 2. Профиль притока к ГУ скважины №2D

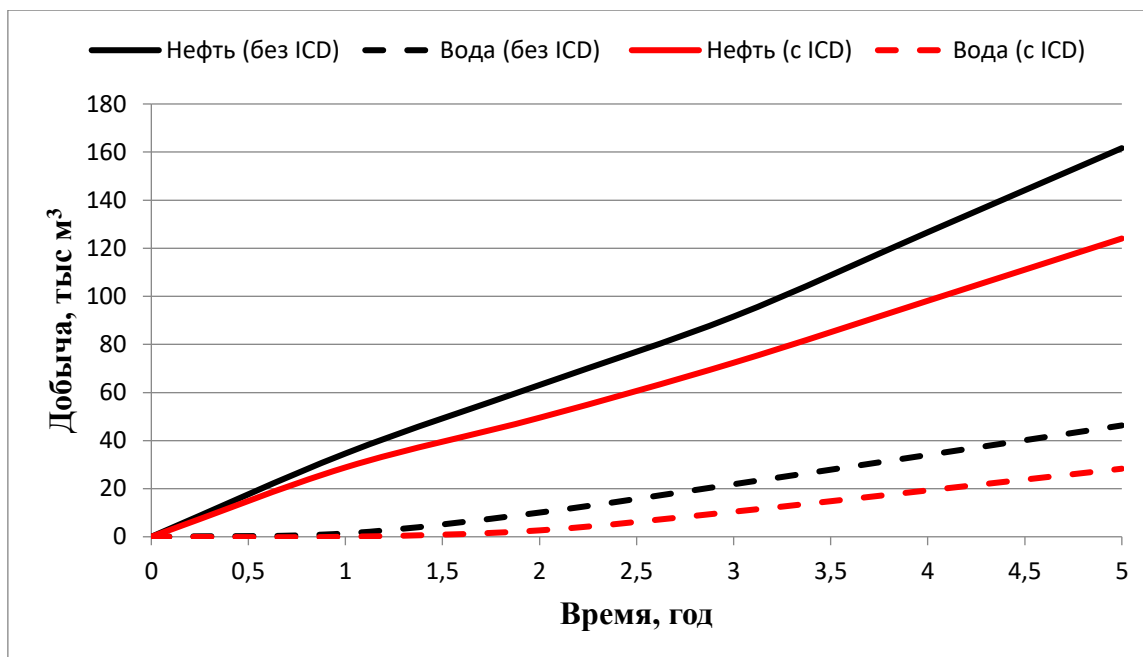


Рисунок 3. Накопленная добыча скважины №2D

Выводы

Разработанная с помощью математического моделирования рекомендация по установке устройств контроля притока в скважину кандидата позволила увеличить период эксплуатации скважины до прорыва подошвенной воды при некотором снижении общего дебита скважины: снижение накопленной добычи подошвенной воды на 39 % и снижение накопленной добычи нефти на 23 % за пять лет.

Таким образом, устройства контроля притока являются перспективной технологией и требуют дальнейших усовершенствований с целью снижения степени зависимости от условий разработки.

Библиография

1. Петрушин Е.О. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кварцовское Д-6 / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Научные труды. – 2015. – №3. – С. 81-99.
2. Dikken B.J. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance / B.J. Dikken // JPT. – 1990. – pp. 1426-1433.
3. Joshi S. Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells / S. Joshi // J. of Petroleum Technology. – June 1988. – pp. 729-739.
4. Qinghua Lei A Novel Autonomous Inflow Control Device Design Based on the Combination of Two Dynamic Fluid Technologies / Qinghua Lei, Zhiming Wang // SPE 170069-MS. – 2014. – P. 10.

Оценка влияния затрубного давления на рабочие параметры насосно-эжекторной системы при реализации водогазового воздействия на пласт. Пасюта А.А. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, alexpasyuta@gmail.com)

Аннотация

В данной работе рассмотрен способ реализации водогазового воздействия на пласт с применением насосно-эжекторных систем. Проведен расчет рабочих параметров насосно-эжекторной системы, а также дана оценка влиянию затрубного давления добывающих скважин на данные параметры на месторождении Урало-Поволжья.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие на пласт, насосно-эжекторная система, затрубное давление, добывающая скважина, нагнетательная скважина, метод увеличения нефтеотдачи.

Теория

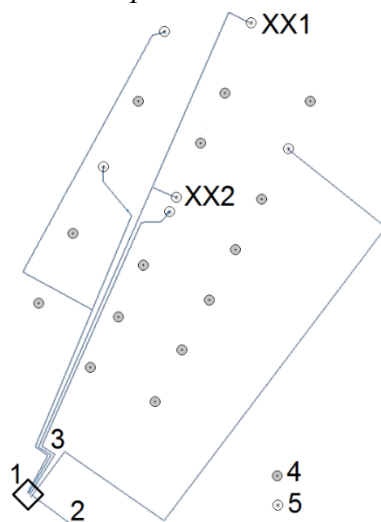
В настоящее время развитие нефтяной промышленности Российской Федерации связано с ростом доли трудноизвлекаемых запасов, а также ухудшением структуры остаточных запасов нефти, для эффективной разработки которых необходимо реализовывать методы увеличения нефтеотдачи. Наиболее перспективным в данный момент является водогазовое воздействие на пласт. Преимущества данной технологии состоят в [10]:

- имеющейся инфраструктуре поддержания пластового давления, подразумевающей закачку воды, что подходит и для реализации данного метода,
- увеличении конечного коэффициента нефтеотдачи за счет закачки водогазовой смеси, при которой водная фаза позволяет повышать коэффициент охвата, газовая фаза – коэффициент вытеснения нефти,
- утилизации попутного нефтяного газа, отбираемого из затрубного пространства добывающих скважин, что позволяет снизить углеродный след производства, а также повысить экологичность добычи нефти.

Технология водогазового воздействия на пласт реализуется путем откачки газа эжектором, который впоследствии направляется вместе с водой в виде смеси в нагнетательную скважину [4]. Тем не менее, данное решение применимо только для небольших давлений нагнетания водогазовой смеси, которые может обеспечить эжектор. Для повышения давления нагнетания предложена технология водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем для отбора газа из затрубного пространства добывающих скважин и направления его вместе с водой в нагнетательные скважины [5].

Схема водоводов и расположения скважин на кусте показана на рис. 1. На данном объекте ведется нагнетание в пласт пресной воды. В теплое время года в двух намеченных для внедрения скважинах XX1 и XX2 давление нагнетания воды и приёмистость выше, чем в холодное время года. Это вызвано тем, что зимой увеличивают закачку на других скважинах с низкой приёмистостью, чтобы там не замёрзла пресная закачиваемая вода. Как результат, падает давление нагнетания и приёмистость рассматриваемых двух скважин. На эти сезонные колебания накладываются запуски и остановки насосов системы поддержания пластового давления (ППД) на кустовой насосной станции (КНС). Суммарная приёмистость двух выбранных нагнетательных скважин по воде меняется в течение года от 56 до 140 м³/сут, а давление нагнетания – от 9 до 12,7 МПа [3].

Рисунок 1. Схема водоводов и расположения скважин на кусте: 1 –



водораспределительный пункт (ВРП), 2 – водовод от КНС до ВРП, 3 – водоводы к нагнетательным скважинам куста, 4 – добывающие скважины, 5 – нагнетательные скважины.

Успешная реализация водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем подразумевает тщательный подбор наземного оборудования, необходимый для его бесперебойной работы [1]. Для того, чтобы провести оценку влияния затрубного давления добывающих скважин на работу системы, для начала необходим расчет рабочих и геометрических параметров насосно-эжекторной и гидравлической систем.

Таким образом, в данном расчете определяются устьевое давление нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси, давление в водоводе при закачке водогазовой смеси, давление водогазовой смеси на выходе из эжектора, геометрические размеры эжектора, среднеинтегральные параметры дожимного насоса, газосодержание на входе в дожимной насос [7,9].

При проведении первых этапов расчета были получены значения максимальных давлений на устье нагнетательных скважин при закачке смеси (13,9 МПа), а также давление нагнетания на водоводе (13,94 МПа). Заключительным этапом является расчет рабочих параметров насосно-эжекторной системы, заключающийся в определении геометрических характеристик эжектора, давления смеси на выходе из эжектора, среднеинтегральных параметров дожимного насоса, газосодержания на входе в насос, и необходимого числа его ступеней [8]. Минимальные значения затрубных давлений

добывающих скважин при откачке газа были приняты равными 0,5 МПа, максимальные – 1 МПа. Результаты расчетов при минимальных и максимальных значениях затрубных давлений приведены в таблицах 1 и 2, соответственно.

Таблица 1. Результаты расчетов при затрубном давлении 0,5 МПа.

№	Параметры	Рабочее давление в водоводе перед соплом эжектора, МПа			
		9	10	11	12,7
1	Диаметр сопла эжектора, мм	5,05	4,92	4,79	4,62
2	Диаметр камеры смешения эжектора, мм	7,73	7,52	7,83	7,06
3	Расстояние от сопла до входа в камеру смешения, мм	11,59	11,28	11,00	10,59
4	Оптимальная длина камеры смешения, мм	166,61	162,05	158,04	153,22
5	Давление смеси на выходе из эжектора, МПа	3,33	3,66	3,99	4,56
6	Среднеинтегральная подача насоса на смеси, м ³ /сут	161,8	161,0	160,3	159,2
7	Среднеинтегральный напор насоса на смеси, м	1234,4	1189,9	1146,4	1074,2
8	Газосодержание смеси на входе, доли един.	0,258	0,240	0,225	0,203
9	Число ступеней насоса при частоте 50 Гц, шт.	193	186	180	168

Таблица 2. Результаты расчетов при затрубном давлении 1 МПа.

№	Параметры	Рабочее давление в водоводе перед соплом эжектора, МПа			
		9	10	11	12,7
1	Диаметр сопла эжектора, мм	5,13	4,98	4,85	4,67
2	Диаметр камеры смещения эжектора, мм	6,44	6,25	6,09	5,86
3	Расстояние от сопла до входа в камеру смещения, мм	9,66	9,38	9,14	8,78
4	Оптимальная длина камеры смещения, мм	94,22	91,42	89,11	85,68
5	Давление смеси на выходе из эжектора, МПа	4,70	5,16	5,62	6,40
6	Среднеинтегральная подача насоса на смеси, м ³ /сут	159,0	158,2	157,6	156,6
7	Среднеинтегральный напор насоса на смеси, м	1056,7	999,4	943,1	849,2
8	Газосодержание смеси на входе, доли един.	0,198	0,183	0,171	0,153
9	Число ступеней насоса при частоте 50 Гц, шт.	166	157	148	133

Выводы

В данной работе рассмотрен способ реализации водогазового воздействия на пласт применительно к одному из месторождений Урало-Поволжья. Проведен расчет параметров насосно-эжекторной системы при различных затрубных давлениях и давлениях нагнетания.

Таким образом, при одинаковых значениях давления нагнетания при увеличении значений затрубных давлений добывающих скважин среднеинтегральная подача и напор насоса на смеси, газосодержание смеси на входе в насос и количество ступеней насоса уменьшаются, давление на выходе из эжектора увеличивается.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
2. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. – М.: РУДН, 2019. 160 с.
3. Комплексный подход к повышению эффективности насосной добычи нефти при высоких линейных и затрубных давлениях / А.Н. Дроздов, В.Н. Калинин и др. // Бурение и нефть. 2023. № 2. С. 48-52.
4. Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Решение проблемы утилизации попутного газа добывающих нефтяных скважин // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. 2014. № 1. Т. 1. С. 249 – 257.
5. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств

- добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
6. Разработка технологии «умной» закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем. / А.Н. Дроздов и др. // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
 7. Расчет давления в водоводе при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611495, 25.01.2022. Заявка №2022610581 от 19.01.2022.
 8. Расчет среднеинтегральных параметров насосно-эжекторной системы / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022617169, 19.04.2022. Заявка №2022615704 от 01.04.2022.
 9. Расчет устьевого давления нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611594, 27.01.2022. Заявка №2022610600 от 19.01.2022.
 10. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей / А.Н. Дроздов, С.Т. Закенов и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 96-99.

Влияние современной IT-инфраструктуры на методы принятия управленческих решений на предприятиях нефтегазовой отрасли. Попенко Павел Сергеевич (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г. Москва, Россия, popenko.ps99@gmail.com) Лютягин Дмитрий Владимирович, доцент, кандидат экономических наук (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г. Москва, Россия, lyutyagindv@mgri.ru)

Аннотация

Реализация проектов по оптимизации производственных процессов на предприятиях нефтегазовой отрасли активно применяется при непосредственном технологическом процессе добычи нефти и является ее неотъемлемой частью. Использование системы мониторинга параметров состояния инфраструктуры нефтедобывающих и газодобывающих предприятий является необходимой мерой безопасности, эффективности и экономии ресурсов компаний, а также более детального наблюдения за процессом добычи нефти и газа. Развитие IT-инфраструктуры в отрасли привело к возможности внедрения программного обеспечения и необходимого оборудования, которые снизили количество аварий в тех технологических участках, где сотрудник не смог бы определить при непосредственном контакте. Во многом, внедрение технологичного оборудования и программного обеспечения зависит от возможности капиталовложений компании и осведомленности о предстоящих рисках, связанных с возможными авариями при невозможности локализовать и организовать своевременные действия по их устранению, которые впоследствии повлияют негативно на окружающую среду, репутацию, экономику предприятия.

Ключевые слова

Нефтегазовая отрасль, объекты капитального строительства, информационные технологии, автоматизация, IT-отрасль, эффективность управления, трубопроводный транспорт, технологии.

Теория

Реализация проектов по оптимизации производственных процессов на предприятиях нефтегазовой отрасли активно применяется при непосредственном технологическом процессе добычи нефти и является ее неотъемлемой частью.

Одной из особенностей использования современных программ коммуникации и мониторинга оборудования является тайм-менеджмент, способствующий своевременному контролю, выявлению отклонений от заданного режима работы и своевременного устранению ошибок. В данной работе представлены возможности оптимизации производственного процесса транспорта нефти и газа с применением сенсорных датчиков контроля для магистральных и внутрипромысловых трубопроводов. Выбор в пользу рациональности использования датчиков послужил фактор ограниченности доступа к дальним участкам трубопроводов, из-за чего существенно снижается информативность диагностики и невозможность регулярно проводить контрольные осмотры и ремонт по всей линии. Процесс является надежным и непрерывным при любых погодных условиях за счет наличия линии подогрева, что поддерживает номинальные температурные характеристики потока флюида и является эффективным вложением в оптимальное распределение электроэнергии. Практику использования сенсорных датчиков возможно применять не только для трубопроводов

магистрального и внутрипромыслового типа, но и для наземной инфраструктуры входных линий сооружений ДНС, резервуаров и нагнетательных коллекторов. При заключении контрактов на проектирование, закупку оборудования и реализацию проекта, предприятие рассчитывает целесообразность их применения. Так, например, находят практическое применение датчиков сенсорного типа со специальными алгоритмами на основе методов математической статистики обнаружения утечек на внутрипромысловых трубопроводах, подверженных частым порывам (авариям) из-за возникших ранее механических повреждений и коррозии. [2]

Данное решение сочетает в себе технологии распределенного акустического измерения (DAS), детекторы вибрации (DVS) и распределенного измерения температуры (DTS). Система способна локализовать изменения температуры, шума, вибрации и, вследствие, определить возможность механических повреждений участка трубопровода большой протяженности, а также обнаружить незаконные врезки в линейной части. [4] Сенсорные датчики способны также регистрировать в волны отрицательного давления (negative pressure waves) и скопления жидкости в результате сужения в сечении участка трубопровода, образовавшихся в результате парафиноотложений и гидратных пробок. Для трубопроводов большой протяженности, чаще всего такими являются магистральные трубопроводы, практически использовать DAS и DTS датчики на основе когерентных рефлекторов. По длине оптоволокна датчик посылает сигнал – лазерный импульс по длине сенсорного кабеля. Контрольные точки задействованы как интерферометр и располагаются на расстоянии до 20 метров по всей длине оптоволокна. [3]

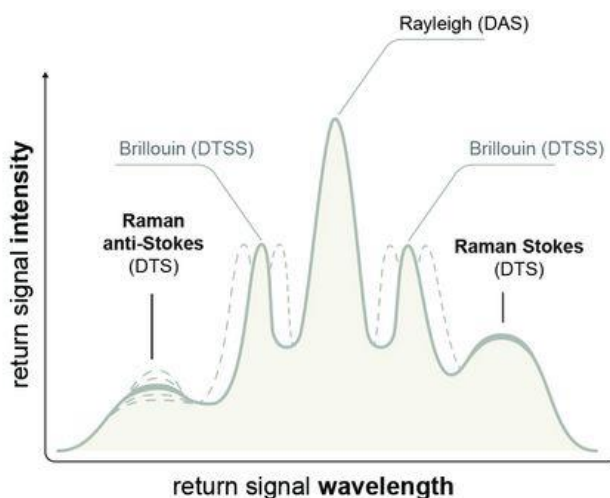


Рисунок 1. - зависимость частоты передаваемого сигнала от расстояния между точками регистрации сигнала волны. [3]

Технология обработки получаемой информации от датчика имеет следующий вид. Сенсор – чувствительный элемент – преобразует давление в напряжение. АЦП – аналого-цифровой преобразователь – преобразует напряжение в код. Далее МП – микропроцессор – осуществляет обработку сигнала – вычисление значения вычисляемого параметра, а также функции управления и линеаризации характеристики сенсора. Интерфейсные блоки служат для формирования сигналов цифровой и аналоговой передачи данных. Устройство индикации показывает значение измеряемого параметра. [1] На рисунке 2 показана блок-схема интеллектуального датчика с выходным сигналом тока. ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь – преобразует цифровой код в сигнал тока датчика. При создании нового поколения интеллектуальных

датчиков потребовалось наряду с передачей аналоговой информации передавать и цифровые данные. С этой целью был разработан специальный протокол Highway Addressable Remote Transducer – так называемый HART-протокол. Передача данных в HART-протоколе осуществляется с помощью частотной модуляции.

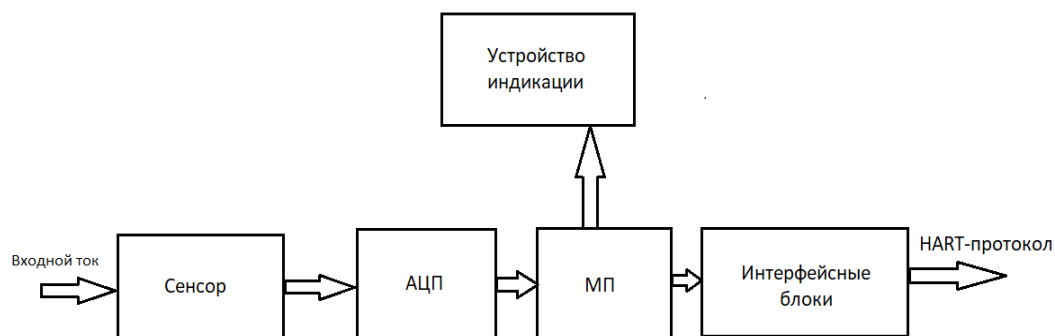


Рисунок 2. – Блок-схема работы датчика. [1]

Особенностью в эксплуатации датчиков контроля также является вариативность способов интеграции с графическим пользовательским интерфейсом, например, АРМ «Орион», в который занесена карта и список датчиков. Сводка по полученным данным автоматически заполняется в систему OIS. Алгоритм, на основе анализа датчиков в точках контроля, обеспечивает высокую точность обнаружения утечки при интенсивности потока жидкости до 20 м³/час и при давлении до 4 Мпа (40 атмосфер), а погрешность составила лишь 1%.

В одном из исследований, оценивающих эффективность использования сенсорного датчика было обнаружено, что при сравнении сигналов, наблюдаемых при контакте датчика с установленным потоком жидкости, амплитуда колебаний изменялась в некотором диапазоне при изменении скорости потока флюида, а следовательно и при повышении вибрации, что говорит о точности подхода к измерению. В случаях, описываемых в исследованиях, удается локализовать не только местонахождение утечки по всей длине измеряемого участка линии трубопровода, но и размеры так называемой «точки перфорации». [5]

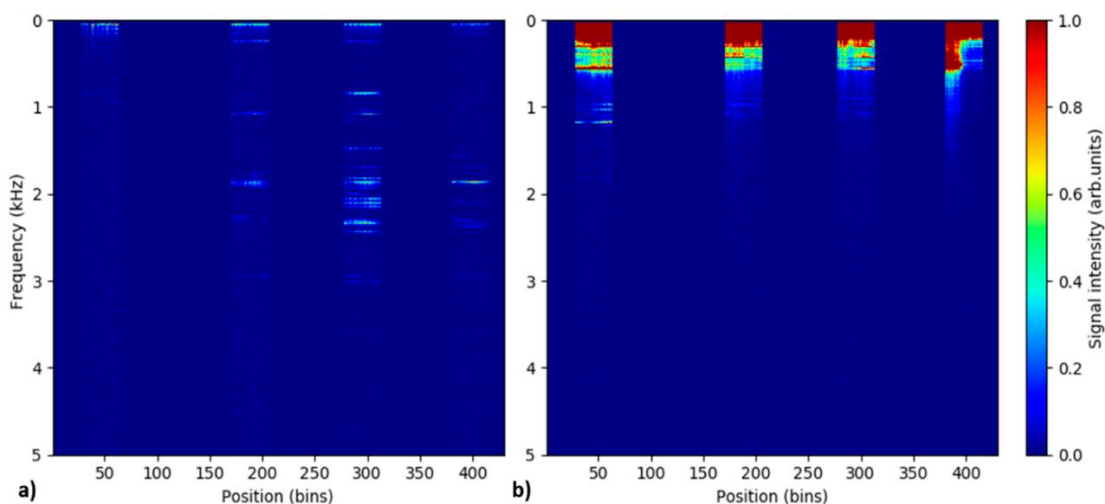


Рисунок 3. – изменение спектров сигналов акустического сенсора в разных сечениях трубопровода для течи с давлением в 10 бар (а) и 20 бар (б). [5]

Проблемой внедрения датчиков является необходимость бесперебойного энергообеспечения. На этапе проектирования необходимо преодолеть издержки, вызванные дополнительными трудовыми затратами на организацию по установке датчиков по линии трубопровода, электрификации системы и отладки ПО для мониторинга. По мере освоения технологии станет возможным доработка уже имеющихся технологических регламентов, а значит сокращаются и издержки на переиздание новых регламентов по эксплуатации.

Выводы

Трубопровод, являясь участком непрерывной поставки продукта, подвержен авариям и демонстрируют необходимость непрерывного мониторинга в режиме реального времени. Предотвращение одного выключения значительно превышает установку и эксплуатационные расходы всей системы мониторинга благодаря развитию IT и появлению аутсорсинговых компаний, предлагающих свои услуги по автоматизации производственных процессов в добывающих предприятиях. Наиболее важными факторами в экономии средств являются сокращение расходов на осмотр и обслуживания за счет автоматизированной системы мониторинга, сокращение времени простоя и значительное снижение вероятности аварийного сбоя в работе трубопроводных систем, что является грамотным и эффективным методом принятия решений по эксплуатации оборудования добывающего предприятия. Во многих случаях затраты на время простоя и сбоя значительно выше, чем инвестиции в рациональное использование всей системы, которую способны контролировать сенсорные датчики.

Библиография

1. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа - Андреев Е.Б., Ключников А.И., Кротов А.В., Попадько В.Е., Шарова И.Я. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 399 с.
2. РД 13.320.00-КТН-544-06 «Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах
3. Pipeline monitoring: Leak Detection, Flow Assurance, Third Party Interference. Режим доступа: <https://www.apsensing.com/application/pipeline-monitoring>
4. Sensornet Combined Fibre Optic DTS & DAS Pipeline Monitoring System for Duqm Refinery & Petrochemical Plant. Режим доступа: https://www.sensornet.co.uk/wp-content/uploads/2020/08/Duqm-Refinery-DTS_DAS_DiView-monitoring.pdf
5. Use of Fibre-Optic Sensors for Pipe Condition and Hydraulics Measurements: A Review - Prisutova, J., Krynkin, A., Tait, S., Horoshenkov, K. Режим доступа: <https://doi.org/10.3390/s18092841>

Технология ПАВ-полимерного заводнения: научные достижения, нерешённые задачи и предложения по их решению. Рогаткина А.Д.* (Санкт-Петербургский горный университет, anastasiia.rogatkina@yandex.ru), Васильев Ю.Н. (Санкт-Петербургский горный университет, yur_vas1@mail.ru)

Аннотация

В работе проанализирована важность применения методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений, а также обоснована актуальность применения АСП-технологии в отечественной нефтяной промышленности. Изложены результаты исследования научных достижений и проблем в области разработки технологии ПАВ-полимерного заводнения. Выявлены основные ограничения при внедрении технологии в практику российских нефтедобывающих компаний. Сформулированы перспективные предложения по решению существующих проблем.

Ключевые слова

Методы увеличения нефтеотдачи, ПАВ-полимерное заводнение, технико-экономическое обоснование, рентабельная разработка истощённых месторождений, АСП-технология.

Теория

В настоящее время в отечественной нефтедобывающей отрасли существует необходимость более рационального и интенсивного использования природных ресурсов за счёт разработки истощённых месторождений, на долю которых приходится большое количество месторождений Западной Сибири. ПАВ-полимерное заводнение, иначе АСП-технология (Анионное ПАВ/Сода/Полимер – англ. ASP), представляет собой перспективную технологию повышения нефтеотдачи, способную продлить срок эксплуатации месторождений и повысить эффективность использования минерально-сырьевой базы, что обусловлено увеличением коэффициента извлечения нефти. Преимущества синергетического эффекта затопления АСП более очевидны по сравнению с предыдущими решениями, такими как затопление водой, полимером и поверхностно-активными веществами. Сравнение эффективности различных способов заводнения представлено на рисунке 1. Технология АСП показывает большую эффективность относительно прокачанных поровых объёмов и накопленной добычи нефти в сравнении с полимерно-щелочным, полимерным и обычным видами заводнения.

АСП-технология может быть применена на месторождениях с верхнемеловыми пластами, к числу которых относят большинство месторождений Западной Сибири. Согласно отчёту Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, применение АСП-технологии в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре позволит дополнительно добыть 2,4 млрд. тонн нефти в течение ближайших 15 лет, что свидетельствует о важности внедрения технологии в отечественную нефтяную промышленность и актуальности темы исследования [2].

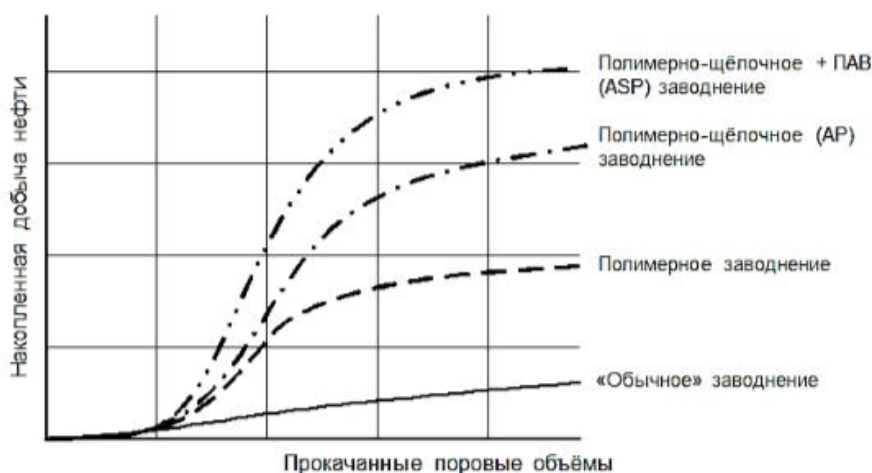


Рисунок 1. Сравнение эффективности химических МУН [1]

В результате выполненного научного поиска эмпирических данных и их анализа были выявлены следующие научные достижения по направлению исследования:

1. Слабощелочное ПАВ-полимерное заводнение (WASP) может иметь лучшие показатели в сравнении с сильнощелочным (SASP) в неоднородных коллекторах из песчаника. Коэффициент потерь щелочей и ПАВ могут быть снижены на 9,61% и 15,67% соответственно [6]. WASP демонстрирует тот же КИН в 30%, что и SASP, при этом имея гораздо лучшие экономические показатели [8]. Доходность инвестиций WASP составила 19,1%, в то время как внутренние финансовые нормы доходности после налогообложения составили 22,3%. Средний ВНД местных проектов нефтяной промышленности составляет 12%. Полевые испытания показали, что WASP как технически, так и экономически лучше, чем SASP, в условиях нефтяного месторождения Дацин [5].

2. В последнее время карбонатам уделяется большое внимание, поскольку в них содержится более пятидесяти процентов мировых запасов нефти. По мнению учёных Саудовской Аравии катионные ПАВ считаются более подходящими для карбонатных коллекторов из-за более низкой адсорбции, так как экономическая целесообразность проекта зависит от количества удерживаемого ПАВ [7].

3. Одной немаловажной тенденцией в использовании технологии АСП является применение эмульсии, как части состава химического коктейля. Эмульгирование играет важную роль в повышении нефтеотдачи пластов. Эксперименты и полевые испытания АСП-заводнения, проводимые учёными КНР, показали, что степень извлечения нефти в жидкостях с эмульсиями на 5% выше, чем в жидкостях без эмульсий.

4. Применение наночастиц позволяет увеличить нефтеотдачу до 20%. Учёные Ирака выделили кремнезем как наиболее эффективный и распространенный среди наночастиц [3]. Наночастицы оказывают влияние на несколько механизмов МУН, таких как давление разьединения, изменение смачиваемости, уменьшение межфазного натяжения и коэффициент подвижности.

5. Группой учёных из Нидерландов разработана модель на основе MATLAB, которая позволит представить как состав полимеров влияет на КИН, преимущества

использования наночастиц при применении МУН, и изучение синергии использования нового комбинированного метода с полимерами и наночастицами [4].

В Российской Федерации на данный момент проекты по применению технологии существуют в стадии промышленных испытаний, так как их коммерческое применение ограничено по некоторым причинам, основная из которых – отсутствие недорогих и высококачественных ПАВ. Для промышленных испытаний химические реагенты были закуплены у зарубежной компании, их применение способствовало технологическому успеху, однако желаемый экономический эффект достигнут не был. Также проект применения технологии ПАВ-полимерного заводнения экономически нецелесообразен из-за отсутствия льготной системы налогообложения в РФ. В качестве экономического ограничения может рассматриваться также необходимость откачки воды, что требует капитальных вложений в создание инфраструктуры для разделения жидкости и очистки добытой воды.

Кроме того, в качестве технологического ограничения применения ПАВ-полимерного заводнения можно отметить солевые отложения, которые могут образовываться в результате химических реакций после закачки в пласт щелочного раствора, что приводит к частым сбоям при эксплуатации добывающих скважин и закупорке пласта. Также, высокая концентрация щелочи значительно снижает вязкость полимеров, в результате чего для достижения необходимой вязкости может потребоваться большее количество полимера.

Целью данного исследования является выявление существующих пробелов в научных знаниях о технико-экономическом обосновании разработки технологии ПАВ-полимерного заводнения. В качестве задач исследования были поставлены следующие: анализ общемировых научных достижений по теме исследования; выявление существующих нерешённых проблем в области разработки технологии ПАВ-полимерного заводнения; формирование перспективных предложений для решения выявленных научных проблем.

Исследование осуществлялось путем анализа научных статей по теме исследования, находящихся в международной базе научного цитирования Scopus и опыта применения АСП-технологии в разных странах мира.

Методами исследования являлись: вторичное исследование источников информации по теме исследования; обобщение и классификация информации; метод аналогий.

Выводы

В результате исследования были выработаны следующие предложения по решению научных проблем: для внедрения технологии АСП заводнения в практику российских нефтегазовых компаний необходимо локализовать производство ПАВ совместно с индустриальным партнером. Решение проблемы льготного налогообложения возможно при условии снижения ставки НДС на нефть, добываемой с использованием технологии ПАВ-полимерного заводнения за счёт налогового вычета. Создание высокоэффективного очистного оборудования, разработка недорогих химических средств (деэмульгаторы, флокулянты) для обработки добываемого флюида позволит уменьшить затраты и трудоемкость процессов заводнения. Для решения проблемы солевых отложений предлагается применение бесщелочного заводнения (АП)

с увеличением концентрации ПАВ. Данное предложение может обусловить удорожание технологии, однако, по нашему мнению, такое удорожание будет сопоставимо со стоимостью мероприятий по устранению последствий от закачки щелочи. Также, альтернативным вариантом является использование менее агрессивной щелочи.

Библиография

1. Повышение нефтеотдачи. Технология ASP заводнения. Демо-версия отчёта о патентно-информационных исследованиях АО Авторского агентства «Артпатент». Режим доступа: <https://artpatent.ru/upload/docs/Демо%20ОТЧЕТ%20МУН-ASP%202019.pdf> Дата доступа: 15.02.2023
2. Региональный информационный центр РИЦ «Югра» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.informugra.ru/news/economy/povorotnyy-moment-v-istorii-yugorskoj-neftedobychi-koeffitsient-nefteotdachi-skvazhin-znachitelno-uv/> Дата доступа: 15.02.2022
3. Ali J.A., Kolo K., Manshad A.K., Mohammadi A.H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27 (4), pp. 1371 – 1383. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.09.006>
4. Druetta P., Picchioni F. (2019) Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, pp. 479 - 495. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.070>
5. Guo H., Li Y., Wang F., Gu Y. (2018). Comparison of strong-alkali and weak-alkali ASP-flooding field tests in Daqing oil field. *SPE Production and Operations*, 33 (2), pp. 353 - 362. <https://doi.org/10.2118/179661-pa>
6. Jianbing Li, Liwei Niu, Xiangguo Lu (2019). Performance of ASP compound systems and effects on flooding efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 178, Pages 1178-1193, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.092>
7. Sharma H., Panthi K., Mohanty K.K. (2018). Surfactant-less alkali-cosolvent-polymer floods for an acidic crude oil. *Fuel*, 215, pp. 484 - 491. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.079>
8. Sun C., Guo H., Li Y., Jiang G., Ma R. (2020). Alkali Effect on Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding Enhanced Oil Recovery Performance: Two Large-Scale Field Tests' Evidence. *Journal of Chemistry*, 2020, art. no. 2829565. <https://doi.org/10.1155/2020/2829565>

Технологическая жидкость для разрушения кольматирующих образований в эксплуатационных газовых скважинах. Рогов Е.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ, rogov.rea@yandex.ru), Контарев А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ, a.kontarev@mail.ru)*

Аннотация

В статье представлен состав технологической жидкости с целью разрушения кольматирующих образований и повышения производительности эксплуатационных

газовых скважин на подземных хранилищах газа, оборудованных противопесочными фильтрами.

Ключевые слова

Скважина, технологическая жидкость, кольматант, противопесочный фильтр.

Теория

Воздействие на продуктивный пласт начинается с первичного и вторичного вскрытия, при этом происходит снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП).

Это происходит как в процессе бурения и заканчивания скважины, так и во время ее эксплуатации и проведения ремонтов [1, 7]. При бурении осуществляется фильтрация бурового раствора в ПЗП на значительную глубину, а при эксплуатации скважины – кольматация призабойной зоны мельчайшими глинистыми частицами, способными мигрировать в поровом пространстве [3, 4]. Во время ремонтов идет фильтрация жидкости глушения, что также снижает проницаемость ПЗП [8].

Помимо набухания, диспергирования и отложения глинистых частиц в призабойной зоне пласта и на поверхности противопесочных фильтров происходит солеотложение. Главным источником выделения солей является минерализованная пластовая вода. Образование солеотложений связано со значительным перенасыщением пластовой жидкости катионами двухвалентных металлов и изменением термобарических условий (изменение температуры, давления) при эксплуатации скважин. Извлеченные из скважин при проведении ремонтных работ противопесочные фильтры зачастую полностью покрыты слоем кольматанта – толстой плотной коркой.

Процесс кольматации происходит как в глубине ПЗП по пути фильтрации газа, так и на гравийно-намывном фильтре, представляющем собой кварцевый песок строго определенной фракции, намытый и уплотненный вокруг окончания ствола скважины, так и на забойном противопесочном щелевом проволочном фильтре, которым оборудовано окончание колонны насосно-компрессорных труб. При этом наиболее плотный слой кольматанта отмечается на щелях проволочного фильтра, которые изначально механически забиваются частицами кварцевого песка, а вторично дополнительно обрастают так называемым «цементом», т.е. очень твердым карбонат-содержащим кольматантом. Далее следуют зоны гравийного фильтра и естественной породы пласта-коллектора, которые являются менее проблемными, так как они не имеют, во-первых, металлического скелета проволочного фильтра, и во-вторых, зон пониженной фильтрации, которые возникают также в проволочном фильтре за счет незначительных межщелевых расстояний в нем.

На рисунке 1 представлен вид закольматированного противопесочного фильтра.



Рисунок 1. Типовой вид закольматированного противопесочного фильтра

На рисунке 2 представлен типовой вид кольматанта, отобранного с наружной стороны противопесочного фильтра, на внутренней стороне которого (вид б) отчетливо видны отпечатки щелей рубашки фильтра.

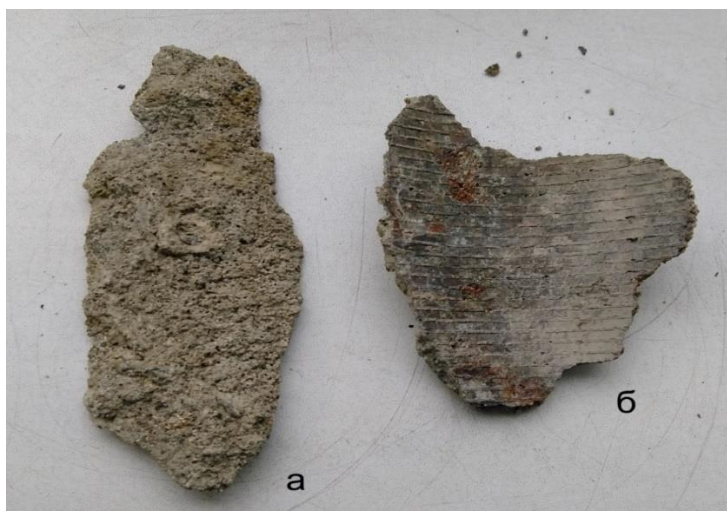


Рисунок 2. Типовой вид кольматанта (внешняя «а» и внутренняя «б» стороны).

Одним из эффективных методов, направленных на восстановление проницаемости ПЗП и очистки поверхности противопесочных фильтров является применение физико-химически активных составов технологических жидкостей на основе фосфорносодержащих комплексонов.

Эффективность применения комплексонов для разрушения кольматирующих образований основано на их способности вступать во взаимодействие с ионами металлов в широком диапазоне рН и образовывать устойчивые водорастворимые комплексы, а также предотвращать образование труднорастворимых осадков [2, 6, 10].

При выборе состава технологической жидкости следует исходить из того, что прежде всего, она должна обеспечивать следующие основные функции [3, 5, 9]:

- обладать достаточно высокой реакционной способностью по отношению к кольматирующим образованиям на поверхности противопесочных фильтров;

- при взаимодействии с составляющими скелета горной породы не образовывать продуктов реакции, которые могли бы необратимо снизить проницаемость ПЗП;

- быть технологичной, нетоксичной и пожаро-взрывобезопасной при проведении работ.

Технологическая жидкость на основе фосфорносодержащих комплексонов также должна эффективно растворять (при отсутствии кварцевой составляющей) или диспергировать кольматанты на поверхности противопесочных фильтров, включающий минеральные отложения, состоящие из солей угольной и серной кислот (карбонаты, сульфаты) и различных типов глин. Поэтому, при разработке состава технологической жидкости учитывалось следующее:

- карбонатный и сульфатный кольматанты могут образовываться на поверхности фильтра и в ПЗП в процессе эксплуатации скважины, как результат протекания физико-химических процессов в призабойной зоне вследствие взаимодействия пластовой воды, породы пласта-коллектора и компонентов технологических жидкостей, а также протекания электрохимических процессов на поверхности фильтра в присутствии пластовой воды и компонентов технологических жидкостей, что дополнительно связано с наличием разнородных материалов в конструкции некоторых фильтров, способных образовывать гальванический элемент в присутствии электролита;

- глинистый кольматант может образовываться на поверхности фильтра и в ПЗП в процессе ее эксплуатации скважины, как результат диспергирования и гидратации пластовой глины вследствие использования технической воды, а также глинистого раствора или иных технологических жидкостей без ингибиторов гидратации глины;

- смешанный кольматант, представляющий собой, как правило, смесь в равно-пропорциональных количествах глинистых частиц, карбонатов и сульфатов двухвалентных металлов, образуется при совпадении перечисленных двух выше условий в ПЗП.

В результате проведенных лабораторных исследований по восстановлению проницаемости ПЗП и разрушению кольматирующих образований на поверхности противопесочных фильтров разработана технологическая жидкость, состав которой представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав технологической жидкости

Тип компонента	Наименование	Концентрация, % масс.
Комплексообразующее вещество	Этилендиаминтетраметил фосфоновая кислота	18,0
Поверхностно-активное вещество	Альфа олефинсульфонат натрия	1,0
Реагент для повышения pH	Гидроксид натрия	5,0
Пенегаситель	Декавитан	0,3
Растворитель	Вода	75,7

Выводы

Таким образом, применение разработанного состава технологической жидкости позволит обеспечить повышение дебита эксплуатационных скважин за счет интенсификации притока газа и регенерации противопесочных фильтров, а также увеличения межремонтного периода при проведении капитальных ремонтов.

Библиография

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 667 с.
2. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. М.: Химия, 1988. - 544 с.
3. Крылов В.И., Крецул В.В., В.М. Гимазетдинов. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. - 2015. - № 12. - С. 31 - 36.
4. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. - 2015. - № 9. - С. 17 - 21.
5. Рогов Е.А. Выбор состава технологической жидкости для очистки призабойной зоны пласта от глинистых образований // Нефтепромысловое дело. - 2014. - № 10. - С. 41 - 43.
6. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 10. - С. 48 - 52.
7. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – М.: 2011. – 125 с.
8. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для глушения скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 12. - С. 22 - 23.
9. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа // Нефтепромысловое дело. - 2015. - № 5. - С. 34- 36.
10. Rogov E.A. Development of the composition of the process fluid to eliminate bit seizure. Journal of Mining Institute. - 2019. - Vol. 237. - P. 281 - 284.

**Разработка технологических решений для повышения эффективности
водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. Руденко
А.Е.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, diebrautdernacht@gmail.com)**

Аннотация

Рассмотрена технология SWAG – закачка мелкодисперсных водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем. Проанализирован комплекс технических решений, которые позволят расширить область применения водогазового воздействия на пласт с применением насосно-эжекторных систем.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, попутный нефтяной газ, водогазовые смеси, снижение углеродного следа.

Теория

Актуальность исследований обусловлена низкой нефтеотдачей на большинстве нефтяных месторождений и месторождений с разрабатываемыми нефтяными оторочками, а также нерациональном использовании ПНГ. По документам Центральной комиссии по разработке полезных ископаемых средний показатель КИН по России зафиксирован на уровне 38 %. При этом, величина КИН в 38 % относится к хорошим запасам, без учёта трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В целом по всем запасам представляется реалистичным значение КИН 30–32 %. В факелах РФ ежегодно сгорают около 150 млрд м³ газа.

Для промыслов с различными геолого-геофизическими и технологическими условиями было разработано несколько технических решений для реализации ВГВ, однако, как показал промысловый опыт, они имеют ряд недостатков. В связи с этим предложено новое решение – ВГВ с применением насосно-эжекторных систем с подключением дополнительного дожимного насоса для увеличения давления нагнетания смеси (рис. 1) [1].

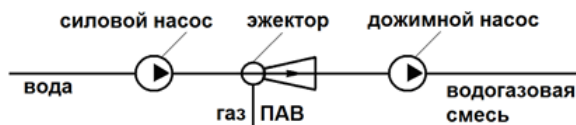


Рисунок 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы [11].

Исследования, проведённые в [2], показали важность изучения вопроса подавления коалесценции газовых пузырьков. В частности, значительный вклад внёс проф. Дроздов А.Н. в теорию влияния минерализации жидкости на напорно-энергетические характеристики эжекторов. Оказалось, что, увеличивая минерализацию рабочей жидкости, удаётся достичь улучшения характеристик эжекторов. Подбор оптимального состава жидкости позволяет добиться интенсификации энергообмена между рабочими потоками жидкости и газа и повысить эффективность эжектор. Данные эксперименты проводились при давлении в системе, равном одной атмосфере.

Далее была произведена серия экспериментов, при которых давление в системе было более 1 атм. Сопоставив данные зависимостей давления, развиваемого СА, и КПД

эжектора от подачи откачиваемого газа, удалось достичь значения КПД 48 % (максимальное известное значение КПД эжектора, которое удавалось достичь до этого, равно 42 %) [3]. Учет ряда факторов, влияющих на энергетическую характеристику СА, также позволит повысить эффективность эксплуатации, как это показано в [4].

Получена зависимость КПД эжектора от рабочего давления перед соплом и длины камеры смещения (КС). Установлено, что в случае эксперимента с меньшей относительной длиной КС удастся достичь большее КПД. Данная зависимость необходима, чтобы рассчитать газосодержание на входе в погружной центробежный насос. Это позволит сделать выбор дожимного насоса (либо необходимо подключить серийный насос, либо насос с конической конструкцией с предвключёнными осевыми ступенями при более высоких значениях входного газосодержания) [3].

Также были проведены исследования влияния величины входного газосодержания на давление, развиваемое погружным центробежным насосом. Оказалось, что с повышением давления у входа в насос снижается негативное влияние газа на характеристики дожимного насоса на водогазовых смесях [2].

С целью улучшения работы насосно-эжекторной системы по газу разработано техническое решение (заявка на выдачу евразийского патента на изобретение 202000361 от 18.12.2020). Часть воды направляют для охлаждения рабочей жидкости в гидроприводной насосно-эжекторной системе с одновременной дополнительной откачкой газа. Установка содержит четыре насоса, три эжектора, линию нагнетания воды, линию откачки газа, перепускную линию и линию подачи водогазовой смеси в нагнетательные скважины. На линии откачки газа установлена гидроприводная насосно-эжекторная система. К линии нагнетания воды подсоединена линия подачи воды в сопло третьего эжектора, приёмная камера которого сообщена с линией откачки газа, выходная линия направлена в сепаратор. При этом к входной линии второго силового насоса подключена линия перепуска воды с регулируемой задвижкой, сообщённая с линией подачи воды в первый силовой насос и с входной линией третьего силового насоса, выходная линия которого соединена с линией нагнетания воды в сопло первого эжектора [5].

Для максимально эффективной реализации технологии ВГВ необходимо закачивать смесь с рациональным газосодержанием [6]. Но нефти многих месторождений характеризуются низким значением газосодержания. Стоит отметить, некоторый объём ПНГ необходим для нужд промысла. Возникает острая необходимость в поиске решений недостаточного объёма попутного газа для обеспечения необходимого газосодержания смеси. Существуют предложения добавлять к ПНГ азот [7]. Если вблизи объекта есть завод – источник дымовых газов – их также можно использовать в качестве газовой компоненты [1]. Однако в тех случаях, когда условия промысла не предполагают использование дополнительного источника, необходимо разработать стратегию реализации ВГВ, которая позволит реализовывать разработку с учётом геолого-геофизических условий объекта (наличие тектонических нарушений и др.) [8]. При этом необходимо контролировать расход смеси, закачиваемой в каждую из нагнетательных скважин. Предложенные ранее решения не были реализованы ввиду дороговизны. Поэтому целесообразно применять диафрагмы – устройства, которые позволят решить данную проблему, что способствует увеличению дебитов добывающих скважин [9, 10].

Выводы

Данные решения позволяют значительно расширить область применения технологии ВГВ. При совмещении процесса эксплуатации скважин и технологии повышения нефтеотдачи путём ВГВ с закачкой ПНГ на пласт удаётся достичь синергетического эффекта.

Благодарности

Выражаю благодарность за неоценимый вклад в свою работу д.т.н., профессору Дроздову А.Н. и ассистенту РУДН и МГРИ им. С. Орджоникидзе Горелкиной Е.И.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
2. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей / А.Н. Дроздов, С.Т. Закинов и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 96-99.
3. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
4. Горелкина Е.И. О возможности повышения КПД жидкостно-газового эжектора при его эксплуатации на нефтепромыслах // Научный журнал РГО. 2023. № 1 (37).
5. Горелкина Е.И. Проблема повышения давления нагнетания газа с применением насосно-эжекторных систем и способ ее решения / Актуальные проблемы нефти и газа. 4-й Всероссийская молодежная научная конференция. Москва, 2021, С. 11-12.
6. Повышение производительности, надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт // Новые идеи в науках о Земле: XV Международная научно-практическая конференция. В 7-ми т. Москва, 2021. Т. 5. С. 150-153.
7. Снижение затрубного давления в механизированных насосных скважинах и водогазовое воздействие на пласт с использованием ПНГ и азота / В.Н. Калинин, А.Н. Дроздов и др. // Neftegaz.ru. 2021. №4. С. 160-163.
8. Разработка технологии «умной» закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем/ А.Н. Дроздов и др.// Бурение и нефть. 2022. №2. С. 20-25.
9. Патент на изобретение 2787173 С1. Способ для водогазового воздействия на пласт и повышения дебитов нефтяных скважин и устройство для его осуществления / А.Н. Дроздов и др. // 29.12.2022. Заявка № 2022108764 от 01.04.2022.
10. Методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины при эксплуатации нефтяных месторождений / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 1-8.

Анализ применения низко- и высокомолекулярных полимерных растворов для увеличения коэффициента охвата вытеснением. Конне А. (Санкт-Петербургский Горный университет, koneahmedkelly@gmail.com), Раунов И.Р. (Санкт-Петербургский Горный университет, inzirrr@yandex.ru)*

Аннотация

Применение методов повышения нефтеотдачи (МУН), в т.ч. химических (ХМУН), позволяет повысить коэффициент извлечения нефти за счет мобилизации остаточной нефти, что повысит производительность нефтяных скважин.

Полимерное заводнение является одним из наиболее распространенных ХМУН, которое успешно используется уже несколько десятилетий. В этом методе полимер добавляется в закачиваемую воду для поддержания пластового давления с целью уменьшения ее подвижности. Процессы увеличения вязкости, снижения проницаемости водной фазы, полученные в ходе загущения, улучшают макроскопическую эффективность вытеснения нефти. Известно, что в поровом масштабе вязкоупругость также является ключевым параметром, определяющим микроскопическую эффективность охвата. Однако эта эффективность охвата зависит от таких факторов, как проницаемость, температура, соленость, смачиваемость, капиллярное число, неоднородность и т. д.

Поскольку вязкоупругость полимерных растворов сильно зависит от таких свойств полимера, как молекулярная масса, были проведены теоретические исследования с целью изучения влияния молекулярной массы полимерных растворов на реологические и фильтрационные характеристики в поровом пространстве.

Ключевые слова

Раствор полимера, молекулярная масса, реологические свойства, вязкоупругое поведение, механическое разрушение.

Теория

Полимерное заводнение представляет собой закачку воды, загущенной синтетическими полимерами для повышения ее вязкости. Это приводит к более высокому значению вязкости при равных скоростях закачки и, следовательно, к снижению подвижности воды в пласте и, следовательно, коэффициента мобильности M , определяемого как отношение подвижности вытесняющей жидкости (т. е. воды) к подвижности вытесняемой жидкости (нефти) (рис. 1). Конечная цель данной технологии заключается в улучшении эффективности охвата пласта процессом заводнения [1]. Эффективность охвата показывает, насколько быстро или эффективно закачиваемая жидкость течет через весь объем резервуара. Низкая эффективность охвата приводит к раннему прорыву воды и замедлению добычи нефти после прорыва, что приводит к экономическим потерям. Причиной низкой эффективности охвата может быть либо неблагоприятное соотношение подвижностей между нефтью и водой, либо чрезмерная неоднородность коллектора.

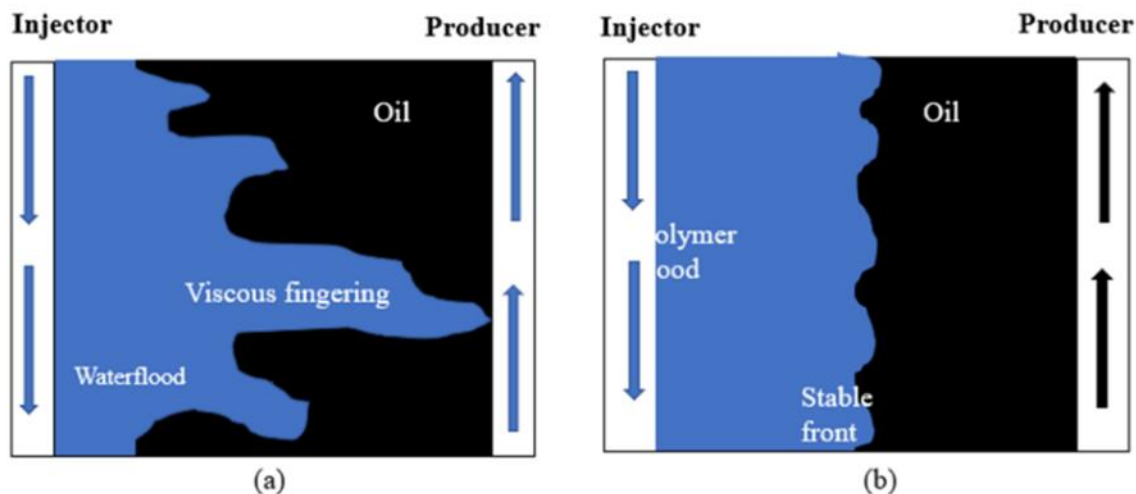


Рисунок 1. (а) Процесс заводнения ($M > 1,0$); (б) процесс полимерного заводнения ($M < 1,0$) [3].

Частично гидролизованый полиакриламид (НРАМ) является одним из наиболее широко используемых полимеров для полимерного заводнения. НРАМ представляет собой синтетический полимер с гибкой цепной структурой. Он обладает вязкоупругими свойствами, которые придают решениям НРАМ уникальные свойства с точки зрения сдвиговой вязкости и вязких свойств в пористой среде. Вязкоупругие свойства, безусловно, могут служить преимуществом в гетерогенном резервуаре по сравнению с невязкоупругими полимерами, поскольку эффект загущения при сдвиге еще больше снизит подвижность полимера в зонах с высокой проницаемостью из-за более высокой скорости сдвига.

Многие исследователи сообщают, что молекулярная масса (ММ) полимера положительно влияет на его вязкоупругость [2,4,5]. Полимеры с более высокой молекулярной массой и, соответственно, более высокой средней длиной цепи макромолекулы требуют большего времени для релаксации. С другой стороны, полимеры с высокой молекулярной массой более подвержены механической деградации, что приводит к разрушению основной цепи полимера и ухудшению его загущающей способности. Следовательно, этот фактор требует тщательного исследования и оптимизации перед внедрением полимерного заводнения [6].

В этой работе обобщены результаты экспериментальных исследований реологических и фильтрационных характеристик НРАМ с высокой и низкой молекулярной массой. Как правило, НРАМ с высокой молекулярной массой имеют более крупные и длинные молекулы, обеспечивающие более высокую вязкость и более вязкоупругие свойства, чем НРАМ с низкой молекулярной массой той же концентрации. Величина разницы также зависит от концентрации полимера в водном растворе.

Еще одним фактором, влияющим на вязкоупругие свойства, является проницаемость коллектора. Полимеры, фильтрующиеся в пористых средах с низкой проницаемостью, демонстрируют более выраженную вязкоупругость. Это может быть связано с уменьшением среднего объема пористого пространства, где более высокое дифференциальное давление усиливает деформацию полимера и вызывает вязкоупругое течение даже при сравнительно более низких скоростях потока. Тем не менее, также важно отметить, что проницаемость влияет на механическую деструкцию, в частности, происходит более раннее разрушение цепей полимеров при низкой проницаемости коллектора, как в случае с высокой молекулярной массой. Поэтому некоторые исследователи предлагают использовать полимеры с высокой молекулярной массой

только в породах с высокой проницаемостью, ограничивая ММ для пород с более низкой проницаемостью [6].

Степень механического разложения в пористой среде в основном контролируется такими параметрами, как скорость закачки, проницаемость пласта, температура, концентрация, соленость рассола, твердость и молекулярная масса полимера. Эффект деградации становится более сильным в плотных коллекторах с более низкой проницаемостью, где на раствор полимера воздействуют большие напряжения. Точно так же деградация усугубляется с увеличением молекулярной массы полимера [6].

Полимеры с более высокой молекулярной массой легче разлагаются, чем полимеры с более низкой молекулярной массой, из-за более высокого сопротивления потоку и больших механических напряжений.

Несколько исследователей показали, что удержание полимера НРАМ в поровом пространстве повышается с увеличением молекулярной массы [6]. Они также предположили, что полимеры с более высокой молекулярной массой имеют тенденцию образовывать более толстый слой при адсорбции на поверхности породы по сравнению с полимером с более низкой молекулярной массой.

Таким образом, молекулярная масса полимера является еще одним важным фактором, влияющим на технологию полимерного заводнения [5,6]. Полимеры с более высокой молекулярной массой обычно приводят к более высокому снижению проницаемости, лучшей загущающей способности и более высокой нефтеотдаче. Однако этот параметр следует тщательно обосновывать, учитывая геологические особенности исследуемого объекта (например, проницаемость породы и размер порового канала).

Выводы

Обобщая вышенаписанное установлено, что низкомолекулярные синтетические полимеры могут применяться взамен высокомолекулярных, если необходимо получить менее вязкоупругие свойства, но высокий коэффициент сопротивления при более низких скоростях закачки.

Полимер с низкой молекулярной массой также является предпочтительным, если требуется меньшее механическое разрушение или меньшее снижение проницаемости.

В ближайшее время авторами планируется провести ряд исследований с комбинацией высоко- и низкомолекулярных полимерных растворов, обладающих различными вязкоупругими свойствами, чтобы лучше понять поведение полимера внутри порового пространства неоднородных терригенных коллекторов и оптимизировать процесс полимерного воздействия на пласт.

Библиография

1. Al-Shakry, B., Skauge, T., Shiran, B. S., & Skauge, A. (2018). Impact of mechanical degradation on polymer injectivity in porous media. *Polymers*, 10(7). DOI:10.3390/polym10070742
2. Ghahremani, H., Mobaraki, S., Khalilinezhad, S. S., & Jarrahan, K. (2018). An experimental study of the performance of low-molecular weight polymer for enhanced heavy oil recovery in a heterogeneous media. *Geosystem Engineering*, 21(2), 95–102. DOI:10.1080/12269328.2017.1385424
3. Gbadamosi, A., Patil, S., Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Yusuff, A. S., Agi, A., & Oseh, J. (2022). Application of Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review. In *Polymers* (Vol. 14, Issue 7). MDPI. DOI:10.3390/polym14071433
4. Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedh, U. A., & Hussein, I. A. (2015). Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various

- polymer systems. In *Polymer Reviews* (Vol. 55, Issue 3, pp. 491–530). Taylor and Francis Inc. DOI:10.1080/15583724.2014.982821
5. Tapias Hernandez, F. A., Lizcano Niño, J. C., & Zanoni Lopes Moreno., R. B. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 19–35. DOI:10.18273/revfue.v16n1-2018002
 6. Zeynalli, M., Alfazazi, U., Mushtaq, M., W. Al-Shalabi, E., & AlAmeri, W. (2022, October 31). Recent Advancements in Viscoelastic Polymer Flooding EOR Applications in Carbonates and Sandstones. DOI:10.2118/211481-ms

Особенности разработки ТриЗ Ачимовской толщи на месторождении «N».
Мажренова Т.Т.* (МГРИ, tmazhrenova@inbox.ru)

Аннотация

В условиях истощения традиционных источников углеводородного сырья и растущей потребности в энергоносителях, трудноизвлекаемые запасы нефти и газа стали одной из наиболее актуальных тем в отрасли. Разработка сложных с геологической точки зрения объектов характеризуется низкой эффективностью традиционных методов увеличения нефтеотдачи, отсутствием или высокой стоимостью технологического обеспечения добычи альтернативными методами. В данной работе будут рассмотрены особенности разработки на примере существующего объекта, относящегося к Ачимовским толщам Западной Сибири.

Ключевые слова

ТриЗ, ГРП, динамика добычи, высокая начальная водонасыщенность, ачимовская толща

Теория

Ачимовский комплекс представляет собой песчано-глинистые отложения подводных конусов выноса глубоководного генезиса, приуроченные к фондоформенной части клиноциклита неокомского возраста [1, 3]. Необходимо обратить особое внимание на характер генезиса Ачимовских пластов. Согласно многочисленным исследованиям, в меловой период большая часть Западной Сибири находилась под толщей воды. В течение миллионов лет происходила регрессия и трансгрессия моря, в результате которой образовались настоящие толщи осадочных отложений [1]. Подвергаясь эрозии, органические вещества позднее сформировали Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию. Освоение ресурсного потенциала Ачимовского комплекса осложняют условия залегания углеводородов. От участка к участку глубина залегания пластов варьируется от 2500 до 4000 метров. Местами аномальное пластовое давление достигает величины 60 МПа, средняя температура колеблется в районе 80-85 °С.

По данным проектных документов в геологическом строении месторождения «N» сформировано метаморфическими и изверженными породами палеозойского возраста, эффузивно-осадочными породами нерасчлененного пермо-триасового возраста и осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского возрастов. Меловая система, представлена мегакосослоистым комплексом пород клиноформного строения. Сортымская свита залегает в основании нижнемелового разреза и представлена четырьмя толщами. Вторая толща этой свиты относится к Ачимовским залежам, представленным по данным исследований: «...переслаивающимися песчано-алевритоглинистыми породами, имеют сложное строение. Ачимовская толща не выдержана по площади и разрезу. Нижняя граница толщи прослеживается почти четко, а верхняя определяется степенью развития песчаной фации.» Общая толщина пачки измеряется диапазоне от 5 до 163 м. К этой части разреза приурочены отложения продуктивных пластов группы БС₁₆₋₂₂. Эти пласты неоднородны по разрезу и невыдержанны по простиранию, также характеризуются довольно низкими ФЕС. На рисунке 1 представлен условный разрез месторождения «N» в интервале продуктивных отложений.

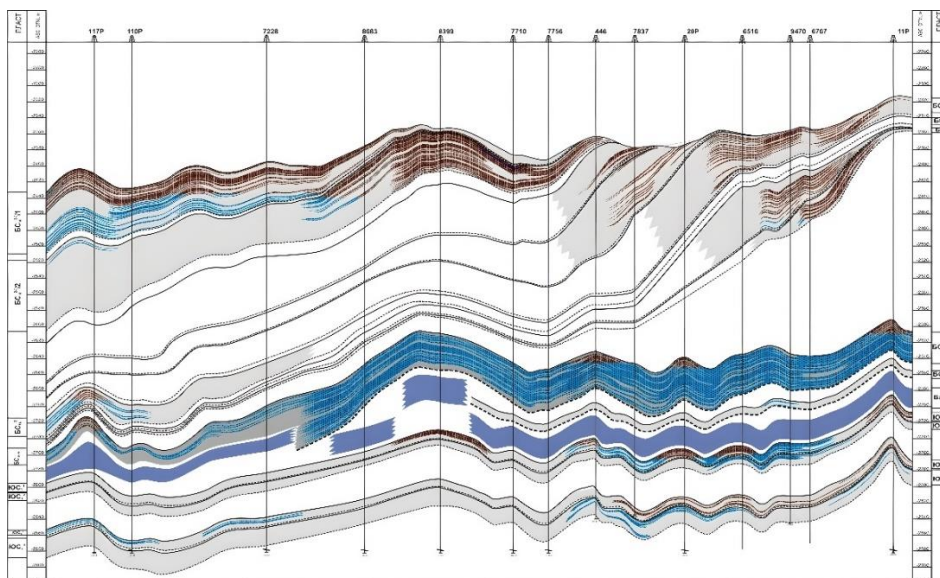


Рисунок 1. Условный разрез в интервале продуктивных отложений.

На стадии разведки в пласте БС₁₈₋₁₉ было обнаружено 17 залежей нефти. В таблице 1 представлены ФЕС параметры разрабатываемого объекта по данным исследований ядра, ГИС и ГДИ.

Таблица 1. ФЕС параметры пласта БС₁₈₋₁₉.

Параметр/Метод	Керн	ГИС	ГДИ	Величина
Коэффициент пористости (ср.з)	0.172	0.178	-	доли единиц
Коэффициент проницаемости (ср.з)	5.3	5	8.9	10 ⁻³ мкм ²

По данным ГИС проницаемость нефтенасыщенного коллектора пласта изменяется от 0,43 до 35,4*10⁻³ мкм², среднее значение 5,0*10⁻³ мкм². Среднее значение коэффициента открытой пористости составляет 0,178 доли ед, при диапазоне 0,123 – 0,225 доли ед. Фильтрационно-емкостные свойства пласта изучены на образцах ядра из 38 скважин. Всего было выполнено 1344 определений открытой пористости, 1238 – проницаемости. Коэффициент пористости в пласте БС₁₈₋₁₉ изменяется от 0,138 до 0,217 доли. ед. при среднем значении 0,172 доли. ед., проницаемость изменяется в интервале от 0,5 до 113,0 *10⁻³ мкм², при среднем значении 5,3 *10⁻³ мкм².

Промышленная добыча нефти производилась из залежей 5 и 6+7+16+17, относящихся к продуктивному пласту БС₁₈₋₁₉. Залежь 15 разрабатывалась с 1987 года, но из-за недостатков технологического обеспечения и высокой начальной обводненности (около 97%) объект с 1999 года разрабатывается единичными скважинами и в промышленную разработку не введен. Данные по динамике разработки по скважинам 4407, 2097, 2989 и 2123 представлены на рисунке 2.

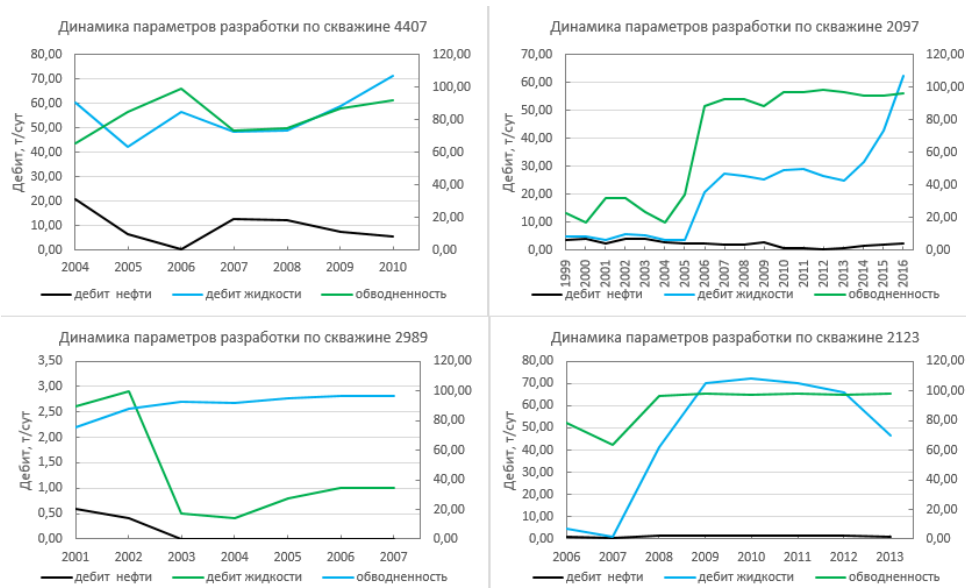


Рисунок 2. Динамика разработки по скважинам 4407, 2097, 2989, 2123.

Как видно из полученных графиков (рисунок 2) при незначительных дебитах нефти, обводненность колебалась в диапазоне значений 16,7 до 98,2 %. По скважине 2097 наблюдался резкий скачок обводненности после проведения ГРП в 2006 году. Скважина 2989 остановлена в 2007 году из-за низкого дебита и высокой обводненности и находится в консервации. Почти на всех скважинах в разное время проводился гидроразрыв пласта, что приводило к резкому увеличению обводненности при наличии незначительного роста показателей отбора нефти. КИН по залежи существенно низкий и на 2017 год равен 0,007 при утвержденном проектном значении 0,221. В действующем фонде находится две скважины и залежь не введена в промышленную разработку.

Залежь 5 разрабатывалась сначала единственной скважиной 7622У, введенной с ГРП. Показатели разработки не были стабильными. Со временем скважина была переведена в нагнетательный фонд. Скважины, пробуренные позднее, также вводились в эксплуатацию с ГРП. Система заводнения была организована одновременно с вводом добывающих скважин. Некоторое улучшение динамики разработки наблюдалось в 2014 году после начала закачки воды. На 2017 год в действующий фонд составлял 15 скважин, введенных с ГРП или МГРП. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 24,4 % при обводненности 43,9 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,075 (утв. КИН – 0,306).

Такие показатели разработки можно объяснить сложностями геологического строения. Залежи объекта БС₁₈₋₁₉ характеризуются достаточно высокими показателями начальной водонасыщенности, характерной особенностью залежи 15 является подстилание подошвенной водой пласта, что ведет к быстрому обводнению продукции после проведения ГРП. Также добыча в значительной мере осложняется низкими ФЕС коллекторов и геологической неоднородностью пластов. Таким образом возникают сомнения в целесообразности принятых мер по увеличению нефтеотдачи и интенсификации притока. [2, 4, 5] ГРП направлен на быстрое увеличение притока нефти, но в рассмотренных выше ситуациях не является оптимальным решением для долгосрочной разработки. Возникает серьезная необходимость в выявлении других способов влияния на пласт с целью прироста КИН.

Выводы

В заключение, можно сформулировать один общий вывод: при разработке объектов, отличающихся сложным геологическим строением, низкими ФЕС породы-коллектора и высокой начальной водонасыщенностью, в ряде случаев применение ГРП становится неэффективным. Применяемый комплекс геолого-технических мероприятий вероятнее всего не обеспечит достижения проектного КИН. Целесообразно внедрение альтернативных технологий, в том числе физико-химических и водогазовых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Благодарности

Выражаю большую признательность за поддержку сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Библиография

1. А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев, Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-ЮГРЫ, Успехи современного естествознания - 2016. - №8 - С. 195-199.
2. А.Х. Шахвердиев, д.т.н., С.В. Арефьев, к.г.-м.н., А.В. Давыдов, д.т.н. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых. Нефтяное хозяйство, 2022 г. – №4 – С. 38-43.
3. Гулари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 140 с.
4. И.Э. Мандрик, Г.М. Панахов, А.Х. Шахвердиев «НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ» «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2010.
5. Шахвердиев, А. Х. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти / А. Х. Шахвердиев, И. Э. Мандрик // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 76-80.

**Определение начального давления в трубопроводе с трехфазным составом.
Муллагалиев Н.Р.* (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Mullagalievnr@bk.ru), Денисламов И.З. (Уфимский государственный нефтяной технический университет, denislamoviz@mail.ru)**

Аннотация

Газожидкостная смесь является сложным сочетанием нефти, газа и воды, параметры которой на длине всего трубопровода могут сильно меняться по причине изменения, в основном, термодинамических условий. От характеристик трехфазной смеси зависят решения по подбору промышленного оборудования, выборы пути прокладки трубопроводов и т.д.

В статье рассмотрен способ определения начального давления в трубопроводе в зависимости от диаметра труб и газосодержания трехфазной смеси в виде продукции добывающих скважин.

Ключевые слова

Трубопровод, газосодержание, давление, трехфазная жидкость, газожидкостная смесь.

Теория

При разработке месторождения необходимо стремиться к уменьшению затрат на добычу нефти, ее перекачивание, переработку и т.д. при выполнении условий экономической целесообразности для пользователя недр и государства. Для этого необходимо выполнять расчеты, которые позволят определить необходимое оборудование и необходимые диаметры труб для того, чтобы все процессы работали в штатном режиме. Эти расчеты выполняются по разным методам. В статье рассматривается способ предложенный в [1]. В данной работе дана методология по определению начального давления на ГЗУ, чтобы обеспечить перекачку трехфазной смеси на дожимную станцию. Расчетная формула приведена ниже:

$$P_{AGZU} = P_{ДНС} + \rho_{см} \cdot g \cdot \Delta h_{под} \cdot K_{под} + \rho_{см} \cdot g \cdot \Delta h_{спуск} \cdot K_{спуск} + 0,811 \frac{\lambda_{см} \cdot L \cdot M_{см}^2}{D^5 \cdot \rho_{см}} \quad (1)$$

где P_{AGZU} - начальное давление на ГЗУ;

$P_{ДНС}$ - давление в конечной точке;

$\rho_{см}$ - плотность трехфазной смеси;

g - ускорение свободного падения;

$\Delta h_{под}$ - сумма подъемов трассы трубопровода;

$K_{под}$ - коэффициент утяжеления смеси на участках подъема;

$\Delta h_{\text{спуск}}$ - сумма спусков трассы трубопровода;

$K_{\text{спуск}}$ - коэффициент облегчения смеси на спусках трубопровода;

$\lambda_{\text{см}}$ - коэффициент гидравлического сопротивления для трехфазной смеси;

L - длина трубопровода от ГЗУ до ДНС;

$M_{\text{см}}$ - суммарный массовый расход трехфазной смеси;

D - диаметр трубопровода.

Изменяя исходные данные решаемой задачи для разных месторождений с разными характеристиками газожидкостной смеси, можно получить зависимость начального давления от диаметра трубопровода и газосодержания трехфазной смеси.

При выполнении расчетов строим график зависимости. Полученный результат приведен на рисунке 1.

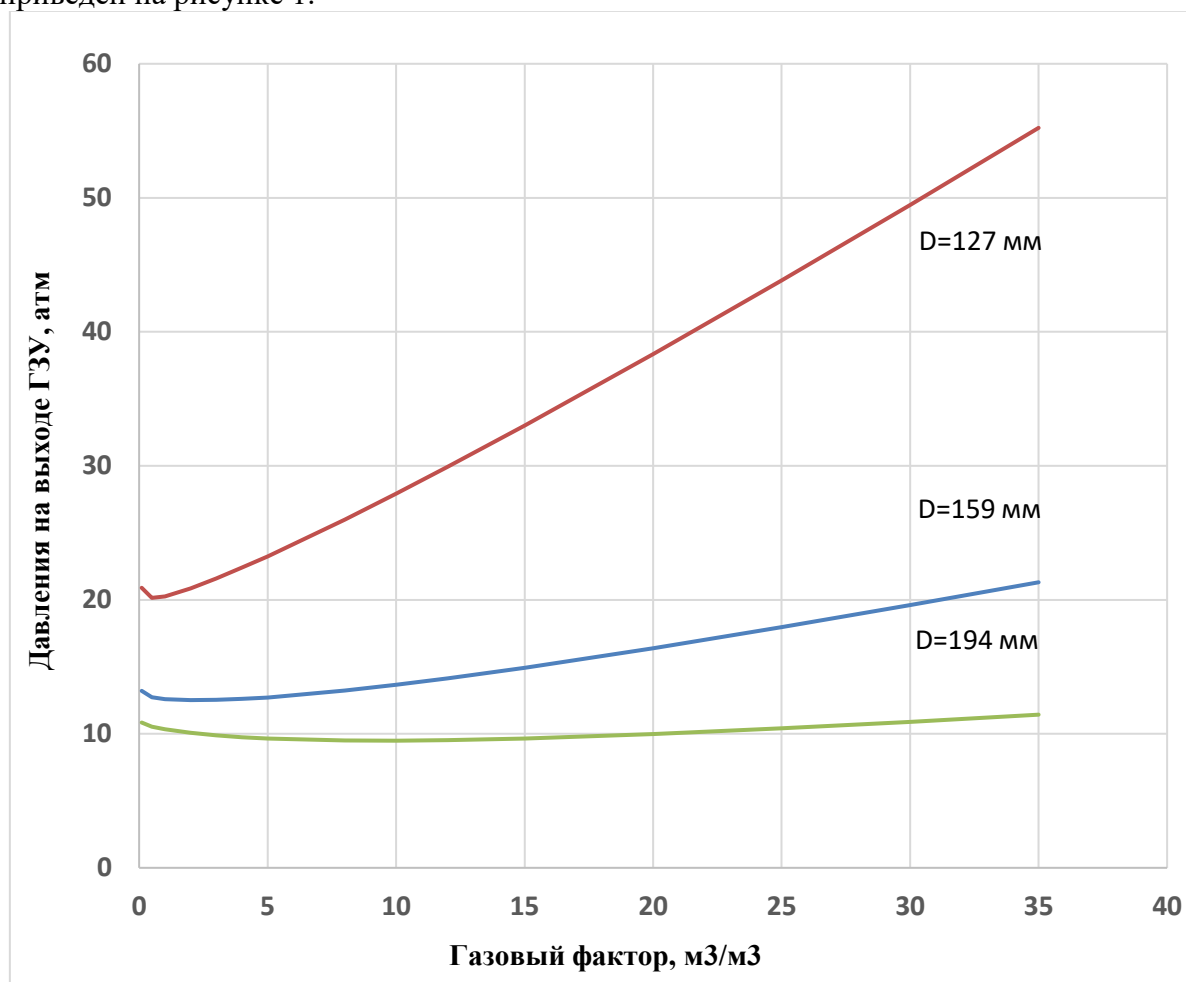


Рисунок 1. Зависимость начального давления на ГЗУ, необходимого для перекачки трехфазной жидкости до ДНС, от поперечного сечения трубопровода и газового фактора.

Анализируя полученный график можно сделать выводы о том, что при уменьшении диаметра, по которому перекачивается ГЖС, и при увеличении газосодержания, увеличивается и начальное давление на ГЗУ. Наиболее выражен график

трубы с диаметром $d=127$ мм, что говорит о том, что наибольшее влияние газосодержание оказывает на трубы с меньшим диаметром.

Данные зависимости можно объяснить. При уменьшении диаметра трубопровода и сохранении расхода скорость течения жидкости возрастает, что ведет за собой увеличения такого показателя как число Рейнольдса. В свою очередь увеличиваются и потери давления на трение. При увеличении газосодержания увеличивается количество пузырьков газа в трубе, активно перемешивающихся при турбулентном режиме течения. Далее газ, в свою очередь, при снижении скорости течения потока, начинает сепарироваться непосредственно в трубопроводе, что влечет за собой уменьшение активного диаметра поперечного сечения, а также образование газовых шапок в верхней части трубопровода.

Имея необходимые данные возможно подобрать оборудования для поддержания начального давления, правильно выбрать диаметр трубопровода, по которому будет перекачиваться ГЖС и корректно спроектировать дальность расположения дожимной станции.

Метод представленный в [1] позволяет также определить начальное давление при изменении обводненности, однако, анализируя полученные зависимости, можно сделать вывод о том, что при увеличении обводненности начальное давление падает, что является не совсем верным, т.к. с ростом обводненности до 40 % вязкость эмульсий в установившемся режиме течения возрастает в 1,4–4,2 раза. При дальнейшем увеличении доли водной фазы в эмульсии происходит резкое увеличение вязкости. Максимальная вязкость эмульсии нефти отмечена при содержании 60-80 % воды. Что говорит о том, что график зависимости начального давления от обводненности сначала пойдет вверх и при достижении значений 60-80 % содержания воды резко начнет снижаться. Причиной такого поведения является то, что при увеличении содержания воды происходит изменение типа промышленных эмульсий: от обратного типа до прямого типа. При достижении критической концентрации воды в точке инверсии происходит обращение фаз и дисперсная фаза (вода В) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть Н) – дисперсной фазой, т.е. эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В [2]. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н. Механизм обращения фаз в нефтяных эмульсиях до сих пор дискутируется в литературе [3, 4].

Выводы

По полученным данным и зависимостям следует, что при уменьшении диаметра поперечного сечения трубопровода начальное давление растет. При увеличении газосодержания начальное давление также будет увеличиваться.

Дана теоретическая интерпретация процессов, происходящих с жидкостями в трубопроводном транспорте. При уменьшении диаметра увеличиваются потери на трение, что влечет за собой увеличение начального давления. При увеличении газосодержания увеличивается количество пузырьков газа, его сепарация в трубопроводе и образование газовых шапок, уменьшающих проходное сечение трубы, что также влечет за собой увеличение начального давления.

Библиография

1. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учеб. пособие И 13 / Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. - М.: Изд-во МГОУ, 2005. - 243 с. (задача 10.7 на стр. 240-243);
2. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Волкова Г.И., Ануфриев Р.В. ИЗУЧЕНИЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОВЕДЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ТОЧКЕ ИНВЕРСИИ ФАЗ // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. - 2017. - №10. - С. 24.;
3. Тронов В.П. Разрушение эмульсии при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 272 с.;
4. Люстрицкий В.М. Влияние дисперсности на вязкость нефтеводных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 10–11. – С. 35–37.

Параметрическая генерализация многоканальной магнитометрии в задаче картирования зон концентрации напряжений на трубопроводах. Семенов В.В. (ООО «ДИАС», semenovvv50@yandex.ru), соавтор Мединская Д.К.* (Санкт-Петербургский горный университет, s225007@stud.spmi.ru)

Аннотация

Многоканальная магнитометрия реализуется на основе многокомпонентных феррозондовых сенсоров и измеряет по трем взаимно перпендикулярным антеннам восемнадцать характеристик внешнего магнитного поля. В течение последних двадцати лет метод апробирования для локализации предаварийных состояний погруженных металлических трубопроводов и, к настоящему времени, реализуется в практике десятков отечественных и зарубежных производственных фирм, тем самым подчеркивается производственная значимость метода. Актуальность применяемого метода заключается в его высокой производительности и достоверности фиксации нарушенных участков ферромагнитных стенок труб. При решении производственных задач основное внимание уделяется анализу морфологии первичного сигнала в отсутствие глубокого интерпретационного анализа, что определяет новизну в задачах параметризации аномальных откликов от потенциально нарушенных интервалов трубопроводов. Основным фактором такой нарушенности выступают области упругопластической деформации ферромагнетиков, определяемые как зоны концентрации напряжений (ЗКН), хотя генезис этих зон может весьма различаться. Разработанный способ детектирования ЗКН апробирован на сотнях полевых образцов и подтвержден шурфованием.

Ключевые слова

Зона концентрации напряжений, ферромагнетик, магнитная индукция, трансформанта, качественная интерпретация.

Теория

В основе технологии детектирования нарушенного состояния ферромагнитного техногенного объекта, скрытого от непосредственного наблюдения, лежит метод магнитной памяти металлов, разработанный Дубовым А.А. и активноприменяемый последние десятилетия фирмой ООО НТЦ "Транскор-К". Первично метод магнитной памяти металла (МПМ) использовался в режиме контактной диагностики металлических сплавных образцов и лишь в начале 21-го века был адаптирован к бесконтактной диагностике погруженных трубопроводов. Здесь элементами верификации служили: бесконтактные измерения в условиях полигона над металлическими трубами при их непосредственном наблюдении; сравнение с данными внутритрубной диагностики; сопоставление с результатами ультразвуковой толщинометрии, реализуемой при регулярном шурфовании объекта мониторинга. В этих условиях наблюдается множественность внешних проявлений нарушенного состояния ферромагнитной стенки труб: коробление изоляции, утонение стенки трубы (от 30% и более), питтинги и коррозия на самой стенке, формирование вторичных трещин в области температурного воздействия в окрестности сварных соединений и т.д. [3,4]. Физическое и физико-математическое моделирование аномального магнитного поля в окрестности отмеченных частных проявлений нарушенности не отвечает на вопрос о причине детектирования аномальных магнитных откликов на дистанции от 2-х метров и более от

нарушенного интервала трубопровода. Наивероятнейшее расстояние для детектирования значимой магнитной аномалии до одного из элементов нарушения стенки трубы не превышает первых десятков сантиметров в известных моделях. В связи с этим, появилась гипотеза о наличии объединяющего все признаки нарушения явления, состоящего в накоплении полей напряжений, и связанных с ними полей смещения, на нагруженных стенках трубопровода. Такой процесс должен определить упругопластическое течение материала ферромагнитной стенки, и как следствие, перераспределение границ ее доменной структуры. Косвенно эта гипотеза подтверждается эмпирически регистрируемыми аномальными откликами двух типов: а) Отклик дипольной структуры, который проявляется во внешнем сигнале как близрасположенные экстремумы разных знаков, осложняющие фланг «регионального» экстремума, в свою очередь, маркирует зону поперечного сварного соединения. Этот диполь простирается вдоль оси исследуемого трубопровода на дистанцию от 2 до 4,5 м, что удовлетворяет принципиальным размерам зон упругой пластической деформации; б) Отмеченный дипольный отклик часто сопровождается повышенной пространственной изменчивостью компонент внешнего магнитного поля, что удовлетворяет аномальным проявлениям эффекта магнитоупругости (возникновение высокочастотной динамики внешнего магнитного поля ферромагнетика в условиях перестройки его доменной структуры при внешнем механическом нагружении). Наглядная форма проявления этих двух типов аномальных откликов собственно и определяет тенденцию, преимущественно визуального анализа результатов прямых измерений [6,8,10]. Вместе с тем, аспект верификации бесконтактной диагностики требует либо привлечения независимых экспертов при сохранении субъективного характера локализации аварийного участка трубопровода, либо параметрического обобщения области проявления ЗКН. Ситуация усугубилась в последние десять лет, в силу инициации нефтегазовых предприятиями проекта по изготовлению автоматизированного рабочего места диагноста (АРМД) [1]. Примечательно существование на сегодняшний день представления о цифровом образе погруженного трубопровода. Он образуется в рамках программного продукта OIS PIPE, в котором изменение толщины стенки трубы по ее простирацию восстанавливается на основе интерполяции между соседними (отшурфованными) поперечными сечениями трубы, где ставилась ультразвуковая толщинометрия. Совершенно очевидно, избыточные трудозатраты, связанные с актуализацией данных толщинометрии, выявляют потребность в разработке отмеченного параметрического оценивания областей ЗКН по данным неразрушающего магнитометрического контроля, обладающего большей производительностью [7]. Означенная параметризация сводится к расчету так называемой функции ЗКН (метод Семенова – Мовчана) в основе которой лежат три базовые операции: а) свертка; б) стандартизация; в) накопление; [5,6]. Алгоритм параметризации:

1. Организация скользящего окна размером от 1.5 до 4.5 м (при учете помех, обусловленных ходом оператора и локальными неоднородностями намагничивания трубы на интервале от 1 до 1.5 м);
2. Расчет в каждой позиции скользящего окна параметра пространственной изменчивости сигнала;
3. Стандартизация итоговой трансформанты, имеющей вид распределения по оси трубы, отмеченного параметра изменчивости;
4. Возврат скользящего окна к началу измерительного профиля с увеличением протяженности окна на 0.5 м, при повторении пунктов №1-3;

5. Данная последовательность (пункт №1-4) применяется ко всем 18-ти каналам магнитометрической записи, но эффективна при оценке параметра изменчивости отдельно по компонентам вектора магнитной индукции и по пространственным градиентам этих компонентов;
6. Последовательные свертки, увеличение скользящего окна, стандартизация дают по каждому каналу магнитометрической записи семейство трансформант, указанных в п.№2. В пределах отдельного семейства производится суммирование стандартизированных кривых данных трансформант. Это дает повышение отношение сигнал/шум стандартным методом накопления [2];
7. Накопленные в пределах каждого канала магнитометрической записи кривые трансформант, отмеченные в п. №2, также подлежат стандартизации;
8. Накопленные стандартизированные кривые трансформант, означенных в п. №2, суммируются независимо по 9-ти каналам, содержащим данные по компонентам вектора магнитной индукции, и независимо по 9-ти каналам, содержащим пространственные градиенты отмеченных компонентов;
9. Итогом пересчета выступают две функции ЗКН, каждая из которых подлежит ранжированию на основе критерия « $1.95 \cdot \sigma$ » (эмпирический эквивалент критерию трех « σ »). В итоге каждая кривая функции ЗКН вместо сложной дифференцированной морфологии приобретает бинаризованную структуру (0 – в случае значений функции ЗКН, меньших, чем $1,95\sigma$; и 1, если $<1,95\sigma$);
10. На практике наиболее информативной оказывается функция ЗКН, рассчитанная по каналам со значениями пространственных градиентов компонент вектора магнитной индукции (стандартно расчет градиента ассоциируется в геофизике с высокочастотной фильтрацией, т.е. с контрастированием средне- и высокочастотных составляющих сигнала). Функция ЗКН, рассчитанная по значению компонент вектора магнитной индукции, применяется для верификации экспертизы и в случае избыточной зашумленности первичного сигнала;
11. Структура кривой любой функции ЗКН определяется региональными экстремумами (протяженность от 4.5 м и более) и осложняющими их фланги дипольными откликами [9]. В отличие от первичных кривых дипольные отклики, проявленные на функции ЗКН в более контрастной и свободной от высокочастотных помех форме (Рис. 1). Нарушенный участок трубопровода с высокой вероятностью определяется совпадением сглаженного дипольного отклика в структуре функции ЗКН и области перехода от 0 к 1 в бинаризованном представлении функции ЗКН.

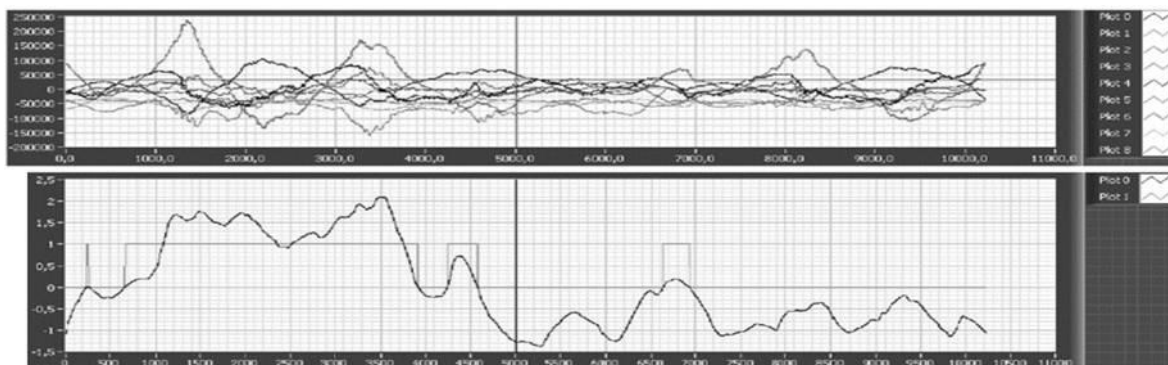


Рисунок 1. Преобразование зашумленных кривых многоканального магнитометрического сигнала (вверху) в ранжированный образ показательной спецфункции (алгоритм локализации зон концентрации напряжений, ЗКН)

Выводы

Аномальные составляющие морфологии первичного сигнала зачастую характеризуют зоны концентрации напряжений различной природы. Определение качественных выводов на основе данных многоканальной магнитометрии способствует предотвращению предаварийных состояний трубопроводов, что подчеркивает актуальность задач параметрической генерализации многоканальной магнитометрии в современных геофизических изысканиях.

Библиография

1. Баталов Л. А., Погарева О. И., Семенов В. В. [и др.] ; заявитель Акционерное общество «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ». / Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022661686 Российская Федерация. Программа автоматизированного рабочего места диагностики – АРМД факторного анализа и методов фильтрации параметров внутритрубного поля трубопроводов: № 2022660793 : заявл. 01.06.2022 : опубл. 24.06.2022
2. Бруснецов Н.П., Дмитриев В.И., Жданов М.С., [и др.]. Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике: Справочник геофизика/Под ред. В. И. Дмитриева,—2-е изд., перераб. и доп,— М.: Недра, 1990.— С. 498
3. Крапивский Е.И., Венкова Ю.А. Исследование влияния напряженных состояний на индуцированное магнитное поле трубопровода // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. - №11. – С. 300-304.
4. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К., Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие для вузов нефтегазового профиля. // М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 250
5. Мовчан И. Б., Яковлева А. А., Способы автоматизации экспертной оценки результатов бесконтактной полевой диагностики нефтегазовых трубопроводов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 8. – С. 19-25.
6. Мовчан И.Б., Яковлева А.А. Уточнение оценок сейсмического микрорайонирования с оптимизацией априорных данных // Записки Горного института. 2019. Том 236. С. 133.
7. Семенов В. В., Елисеев А. А., Мовчан И. Б. Бесконтактный магнитометрический способ локализации и оценки технологических аномалий в структуре трубопроводов // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2018. – № 2-2. – С. 20-30.
8. Movchan I.B., Yakovleva A.A. Experience of qualitative and quantitative interpretation of nonpotential geofields with surface and deep morphostructural reconstructions on the example of unca ore province (Kareljya, Russia) // Int. J. Mech. Eng. Technol. IAEME Publication, 2017. Vol. 8, № 12. P. 926–932.

9. Movchan I.B., Yakovleva A.A. Wave analogies for generalized description of geodynamic zones // Int. J. Innov. Technol. Explor. Eng. Blue Eyes Intelligence Engineering and Sciences Publication, 2019. Vol. 8, № 6. P. 863–868.
10. Petrov D., Movchan I. Comprehensive evaluation of anthropogenic load on environment components under conditions of ferroalloys manufacture // Ecol. Environ. Conserv. EM International, 2017. Vol. 23, № 1. P. 539–543.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи. Синюков Р.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, SinykovR-9@yandex.ru). Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)*

Аннотация

В статье исследуются методы для увеличения нефтеотдачи, выделен самый эффективный гидродинамический метод, гидравлического разрыва пласта (т.е. путем резкого увеличения давления), который поможет улучшить показатели добычи нефти.

Ключевые слова

Нефтеотдача, гидродинамические методы, пенный способ

Теория

Проблема увеличения нефтеотдачи пластов[2] появилась практически с начала добычи нефти и до сегодняшних дней не теряет своей актуальности. Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, хотя потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%. Главной целью работы является выделение наиболее эффективного метода по увеличению продуктивности скважин, путем изменения давления в пласте, что поможет наиболее продуктивно добыть оставшиеся в пласте запасы нефти.

Для решения проблемы обратимся к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи[5].

Их условно можно разделить на две группы: резкое увеличение давления на пласт (гидравлический разрыв пласта) и резкое снижение гидростатического давления (метод направленной разгрузки пласта).

Рассмотрим более конкретно первый тип. Гидравлический разрыв пласта - механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. (Рисунок 1).

Их условно можно разделить на две группы: резкое увеличение давления на пласт (гидравлический разрыв пласта) и резкое снижение гидростатического давления (метод направленной разгрузки пласта).

Рассмотрим более конкретно первый тип[7]. Гидравлический разрыв пласта - механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. В результате гидравлического разрыва пласта кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений. Высокопроводящие трещины

гидравлического разрыва позволяют увеличить продуктивность скважин в 2 - 3 раза, а применение гидравлического разрыва пласта как элемента системы разработки, т.е. создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидравлический разрыва, дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов[9], повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальным дебитом скважин[1] в 2 - 3 раза ниже уровня рентабельной добычи.

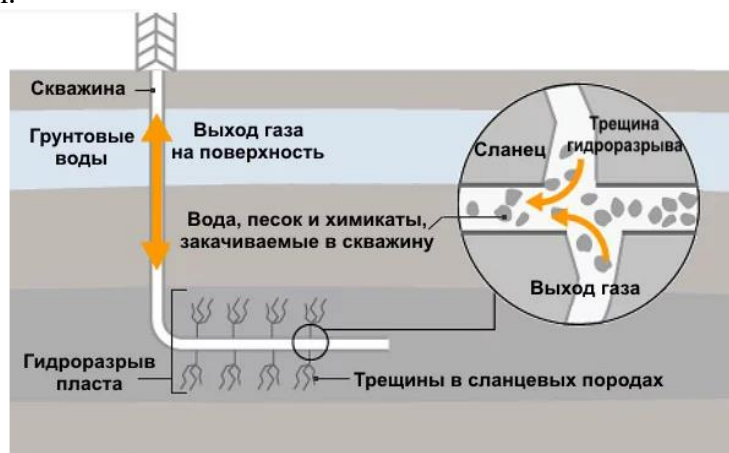


Рисунок 1. Гидравлический разрыв пласта

Гидроразрыв пласта в зависимости от типа жидкости разрыва можно условно подразделить на кислотный, проппантный и пенный способы. Кислотный разрыв пласта[6] в карбонатных коллекторах при давлении выше давления разрыва пород может быть очень эффективным методом воздействия на пласт для поддержания высокого уровня добычи, недостижимого с помощью кислотной обработки. При проведении кислотной обработки в песчаных и карбонатных коллекторах используется небольшой объем кислоты для удаления загрязнения призабойной зоны (глубина проникновения кислоты в пласт обычно 1,5 м или менее). Кислотная обработка[3] осуществляется при малых скоростях закачки (100÷500 л/мин) при забойных давлениях, не превышающих давление разрыва породы (создание трещины при кислотной обработке может снизить ее эффективность). Стоит отметить, что для достижения нужного результата используя кислотный способ должен осуществляться контроль фильтрации жидкости в пласт.

Гидравлический (проппантный) разрыв пласта представляет собой процесс закачки жидкости в пласт при давлении, превосходящем давление разрыва породы, при котором происходит образование трещины[8]. Для транспортировки проппанта, применяемого в качестве расклинивающего агента, используют инертные гели. Проппант (отсортированный песок высокого качества или искусственный проппант) служит для предотвращения смыкания трещины. Проппант[4] должен выдерживать напряжения смыкания горных пород. Проницаемость и проводимость закрепленной проппантом трещины достаточно высока по сравнению с проницаемостью пласта. Увеличение добычи жидкости из пласта обычно достигается с помощью гидравлического разрыва, так как фильтрация жидкости из пласта в скважину облегчается созданием высокопроводящей трещины.

Пенный разрыв пласта более эффективен: он как и обычный, направлен на создание трещины в пласте, высокая проводимость которой обеспечивает приток углеводородов к скважине, но при пенном ГРП[10] за счет замены (в среднем 60% объема) части гелированного водного раствора на сжатый газ значительно возрастают проницаемость и проводимость трещин, и, как следствие, степень повреждения пласта минимальна.

Выводы

На основе проведенных сравнений, следует, что гидроразрыв пенным способом – один из самых эффективных методов по увеличению нефтеотдачи. В мировой практике уже была отмечена наибольшая эффективность использования пенных жидкостей для ГРП в скважинах. Пенные скважины имеют преимущество перед другими за счет использования гелированного водного раствора, который помогает повысить проницаемость и проводимость трещин.

Библиография

1. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции : СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования "Международный институт компьютерных технологий", 2022. – С. 342-346. – EDN XDTKRQ.
2. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 апреля 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 271-274. – EDN FZBSYP.
3. Желтов Ю.П., Христианович С.А. - О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия Академии наук СССР. Отделение техн. наук. - 1955. - 5. - С. 3-41.
4. Курамшина, Э. Р. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии / Э. Р. Курамшина, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 212-214. – EDN WNQNYV.
5. Казаку, В. В. Компьютерное моделирование эффективной промывки горизонтальных скважин / В. В. Казаку, Б. А. Овезов, С. Ю. Нестеренко // Молодые - Научкам о Земле : Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 23 октября 2020 года / Редколлегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2020. – С. 154-156. – EDN UKBOWT.
6. НИК Петрос. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта // - М.: Нефтяное хозяйство. 2008. - №1
7. Овезов, Б. А. Влияние геомагнитных возмущений на наклонно-направленное бурение в высоких широтах / Б. А. Овезов // Молодые - Научкам о Земле : Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 23 октября 2020 года / Редколлегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2020. – С. 167-168. – EDN LASINO.
8. Проектирование цементных растворов для глубоких, высокотемпературных наклонно-направленных скважин / Е. В. Орленкова, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7(127). – С. 50-52. – EDN ОТОНJA.

9. Савинских, Д. А. Изучение и анализ эффективности технологии оснащения скважин умной двойной концентрической лифтовой колонной / Д. А. Савинских, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 25 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 77-80. – EDN OOMIQJ.
10. Технология кислотной обработки призабойной зоны пласта / А. Д. Румянцев, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Наукам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 апреля 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 279-282. – EDN IDSNAJ.

**Стратегия развития нефтедобывающей отрасли России на инновационной основе.
Солодухин С.О.* (Российский государственный геологоразведочный университет
им. С. Орджоникидзе (МГРИ), inside909@yandex.ru).**

Аннотация

Роль инновационных процессов в экономике страны носит двоякий характер, и прежде всего, это определено тем, что, с одной стороны, они - это средство удовлетворения потребности общества, имеющие тенденции к увеличению, а с иной стороны, они послужили стимулом формирования научно-технического прогресса в целом.

Ключевые слова

Глобальная интеграция, конкуренция, инновационная деятельность, потенциал, нефтегазовые доходы, нефтедобыча, нефтепереработка, добыча нефти, политика импортозамещения.

Теория

В последние года прошли значительные изменения во внешней и внутренней среде деятельности российских энергетических фирм. Логика и алгоритм научно-исследовательских, научно-технических, проектно-изыскательских работ изменяет такие значительные характеристики рыночной среды, как:

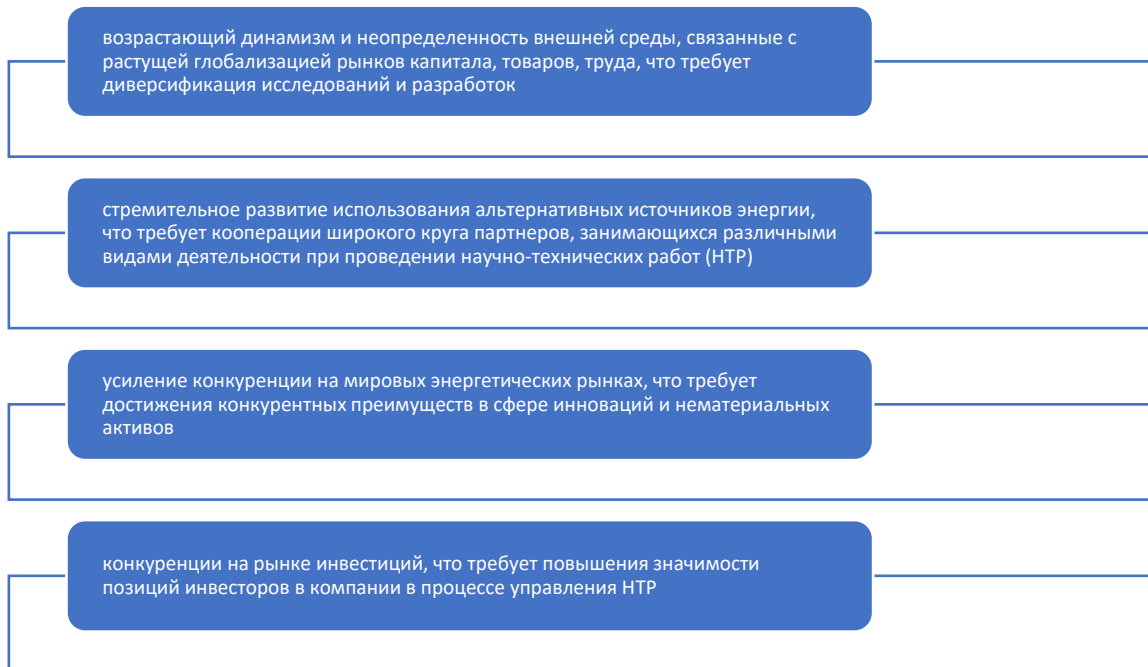


Рисунок 1. Характеристики рыночной среды.

Анализ научно-технических разработок научно-исследовательских и проектно-изыскательских институтов (НИПИ) нефтяной сферы России и оказываемых ими услуг показал, что одним из главных недочетов в их деятельности в сфере разведок и добыч углеводородов состоит в том, что в НИПИ России недостаточно внимания уделено

разработкам, которые были бы направлены на основе высокотехнологичного оборудования для бурения и освоения скважины, а также иных оборудований и технологий, которые нужны для добычи углеводорода и разработки месторождений, в том числе на шельфе северных морей, что весьма важно, если учесть последние политические вызовы, которые связаны с санкциями Евросоюза, США и иных их союзников против России за поставки оборудований для нефтегазовой сферы [3].

Говоря о перспективе формирования рынков НТР и проектных работ в сфере разведок и добыч углеводородов, стоит сказать следующее. В краткосрочных перспективах интересы нефтяных фирм, как главных заказчиков услуг НИПИ, смещается в стороны комплексного проектирования объектов добычи нефти, начиная с моделей пласта и заканчивая экономическими обоснованиями разработки месторождений [4]. В связи с этим наблюдаются тенденции объединения нефтяными фирмами всех научно-технических и проектно-изыскательских работ (ПИР) в границах основываемых проектно-инженерных центров. С истощениями традиционных запасов углеводородов нефтяные фирмы переключают свои внимания на разведки и добычи в труднодоступном регионе с трудными климатическими и горно-геологическими условиями разработок (глубоководные и арктические шельфы, нефтеносные пески, горючие сланцы, тяжелые масло и др.). В связи с этим формирование НТР и ПИР по данным устремлениям становится приоритетным для НИПИ. Спросы нефтяных фирм на данные услуги будет увеличиваться, так как обладания ими способствуют росту их конкурентного преимущества. Все вышеперечисленное заставляет искать новый источник и технологии добыч энергоресурсов: разработки морских месторождений; активные развития технологии добычи сланцевой нефти и газа; утилизации и использования попутного нефтяного газа и др [5].

Главными устремлениями научно-технической политики нефтегазовой отрасли являются:

Совершенствования оборудований и нынешних технологических установок при блочно-комплексных внедрениях объектов добычи, транспортировок, переработок углеводородного сырья;

Разработки конструкций скважин, предусматривающие ослабления осевых нагрузок колоннами, спровоцированных естественными и техногенными преобразованиями горных пород, а также изменениями температур металла труб при разных дебитах для основания надежных скважин, применяемых для исследования трудных месторождений Прикаспийской низменности, Западной и Восточной Сибири.

Изготовления и внедрения технологий капитального ремонта добывающих скважин без разрушений продуктивных пластов, что позволит отказаться от компенсационных бурений новых скважин при обеспечениях проектных дебитов;

Формирование и внедрение методов уверенной утилизации скважин для снижения вероятности экологической нагрузки на недра и окружающую среду;

Эксплуатации технологий и методик обратных закачек газа и иных веществ в пласт при освоениях залежей, а также переходы на низкотемпературный режим, что позволит увеличить компонентные отдачи недр, а также глубины получения вещества из добытого углеводородного сырья;

Разработки и исследования оборудований и технологий прокладки морских газовых проводов как на мелководье, так и на больших глубинах, которые пригодны для исследования множества месторождений. Внедрения технологий повышений результативности развития и применения подземных хранилищ газа (ПХГ) для повышения надежностей функционирований всей ЭСГ страны;

Внедрения оборудований и технологий сжиженного природного газа и его транспортировок;

Производства российских видов оборудования и технологий переработок природного газа в жидкофазные продукты (синтетическая нефть, бензин, дизельное топливо и др.) и начало их промышленных разработок, в первую очередь на месторождениях, которые вышли на завершающие стадии разработок, и на объектах с небольшими запасами природного газа;

Формирования высоконадежных коррозионностойких труб для магистральных газопроводов на базе нынешних трубных сталей и полимерных материалов в целях существенного продления межремонтного режима их работоспособности [1].

На сегодняшний день доктрина нефтегазовой отрасли переживает кризис. Остроту ситуаций провоцируют беспрецедентный масштаб компьютеризаций и информатизаций всей инфраструктуры, непосредственно связанной с исследованиями и разработками месторождений нефти и газа, с использованием достижений фундаментальных разработок в технике и технологий добычи нефти и газа.

Выводы

Разработки комплексного проектирования разработок месторождений. Недостаточности уровней оказания комплексных инженеринговых услуг в отрасли выражается в следующем: отсутствуют единые правила работы с проектными организациями по прямым договорам; низкие уровни предпроектных работ со стороны проектных организаций; низкие уровни контроля за ходом подрядных работ; отсутствуют механизмы верного подбора оборудования на этапах разработки КД, а также единые базы КД и КД, в итоге чего сроки проектирований срываются из-за отсутствий КД. Для устранения указанных недостатков нужно: унифицировать технические решения по всем проектам Компании, которые реализуются НИПИ на стадиях «Проект» и «Рабочая документация», а также усиливать группы управления проектами, в том числе за счет высококвалифицированных специалистов (кандидаты и доктора наук) для разработок единых баз данных и архива инвестиционных проектов, конструкторскими и технологическими документациями, стоимостных показателей оборудования и его производителей; основать группы высококвалифицированных специалистов, которые знают специфику всех главных устремлений деятельности как отрасли в целом, так и отдельных НИПИ в сфере проектирований разработок месторождений [2]. Помимо того, они должны быть в курсе главных устремлений НТР и ПИР, которые проводятся в компаниях-конкурентах по этому устремлению. Еще одним основным устремлением инженеринга является работа с производителями оборудования, а именно: выборы разработчиков технологий изготовления оборудования, а именно: подготовки технической части заказа на договоры поставки оборудования разработчиков технологий производств оборудования. участия в проверке при изготовлении оборудования на заводе-изготовителе и при его приемках, как на площадках изготовителя, так и на строительных площадках Заказчика.

Библиография

1. Бобылев Ю.Н., Каукин А.С., Миллер Е.М. Текущее состояние и перспективы на мировом рынке нефти // Экономическое развитие России. 2020. Т. 27. № 5. С. 50—57.
2. Манукян М.М. Практическая реализация инновационных технологий нефтедобычи и переработки нефти в России // Высшая школа: научные исследования: материалы Межвузовского научного конгресса (г. Москва, 24 января 2020 г.). Т. 2. Москва: Инфинити, 2020. С. 18-27.

3. Манукян М.М. Инновационный тренд развития деятельности нефтегазохимических кластеров: монография. Самара: Изд-во Самарского университета, 2020. 164 с.

4. Каукин А.С., Миллер Е.М. Ситуация на мировом рынке нефти в первом квартале 2021 г. // Экономическое развитие России. 2021. Т. 28. № 5. С. 9-13.

5. Среднесрочный прогноз Банка России по итогам заседания совета директоров по ключевой ставке / Банк России. 29.04.2022. URL: https://www.cbr.ru/Collection/Collection/File/40964/forecast_220429.pdf

*Анализ цифровой трансформации и использование новых технологических решений в нефтегазовой промышленности в современных условиях. *Титова А.Д. (Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), annago735@gmail.com), Научный руководитель – Пекова И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), pekovaia@mgi.ru)*

Аннотация

Определяющее направление развития современной промышленности - прогрессивное развитие и внедрение новой вычислительной техники и телекоммуникаций. Вследствие чего мы получаем рост производительности и эффективности производства, ускорение вывода новой продукции на рынок, безопасность работников и производства, увеличение гибкости производства, повышение качества изготавливаемых товаров. Расширение и улучшение технологий влечёт за собой успех компании и устойчивую позицию на рынке.

Ключевые слова

Нефтегазовая отрасль, промышленность, цифровизация, инновации, технологические решения.

Теория

Современный мир активно пополняется новыми тенденциями и технологиями, которые не обходят стороной и промышленные комплексы. Создание и применение всё более новых IT-технологий влияет на дальнейшее эффективное и успешное развитие компании, обеспечивает конкурентные преимущества.

Процесс цифровизации также является неотъемлемой частью развития и нефтегазовой отрасли. На предприятиях технологии внедряются во все направлениях деятельности: разведка и добыча полезных ресурсов, транспортировка, переработка и продажа готовой продукции [5]. К сожалению, в нынешних реалиях нефтегазовая отрасль сдаёт позиции в списке лидеров цифровой трансформации, но при этом создаётся не малое количество цифровых проектов для инновационного роста. На основе технологических решений компании “ГАЗПРОМ” рассмотрим и проанализируем цифровизацию нефтегазовой отрасли.

В ПАО “ГАЗПРОМ” создан широкий диапазон цифровых инструментов, технологий: системы автоматизированного проектирования (CAD), системы автоматизированных инженерных расчетов (CAE), системы автоматизации производства (CAM), системы управления производственными процессами (MES), управления жизненным циклом изделий (PLM), комплексные системы планирования ресурсов (ERP), а также аналитические системы. По мимо этого компания создаёт новые стратегии для своего информационно-технологического совершенствования [3].

Главный ресурс в производстве – люди. Грамотных специалистов в области машинного обучения или IT на рынке не так много. За них идет борьба между крупнейшими IT-компаниями мира. Проблемой также является то, что многие специалисты не воспринимают промышленную компанию как перспективного работодателя. На самом

деле те задачи и возможности, которые есть у “Газпром”, могут быть очень интересны для специалистов, и чем больше они об этом узнают, тем чаще они выбирают работу в данной отрасли. Для поиска IT-специалистов, да и для принятия решений по информационной секции компании создана дирекция по цифровой трансформации (ДЦТ).

Создан также центр цифровых технологий, которые изучают актуальные тенденции, занимаются поиском возможностей для их применения в нефтегазовой отрасли, знакомят бизнес с новыми возможностями, аккумулируют опыт внедрения технологий Индустрии 4.0 (переход от автоматизации отдельных процессов к полностью автоматизированному цифровому производству, управляемому интеллектуальными системами) компании по направлениям: виртуальная и дополненная реальность, видео-аналитика, роботизация, 3D-печать, беспилотные летательные аппараты, блокчейн. Задача сотрудников — предложение компании новых технологических решений, объяснить их эффективность и правильное внедрение в процесс деятельности предприятия [1]. Они также оказывают помощь при запуске новых проектов: предоставляют экспертную поддержку и необходимое оборудование.

В 2020 году компания занялась автоматизацией производственных процессов за счет широкого внедрения средств вычислительной техники и телекоммуникаций [4]. Автоматизация способствует:

- Сокращению необходимого для обслуживания персонала.
- Повышению экологичности предприятия.
- Повышению объёма и эффективности производства, уменьшению издержек.
- Обеспечению высокого уровня безопасности.

С ростом объема электронного документооборота и уровня автоматизации технологических процессов возрастает зависимость результатов деятельности от непрерывности функционирования информационной инфраструктуры. Расширение и усложнение информационных систем влечет за собой ужесточение требований к непрерывности их функционирования, а также к сохранности и обеспечению конфиденциальности корпоративной информации. “... превращение информационной инфраструктуры предприятия в инструмент ведения бизнеса определяет всё возрастающую его зависимость от уязвимостей постоянно усложняющейся информационной системы.” - Александр Ефимов, начальник управления информационной безопасности службы безопасности ОАО "Газпром".

В качестве примера реализации нового технологического решения в нефтегазовой отрасли можно привести проект “Умная логистика”. Проект направлен на создание комплексной системы управления поставками битумных материалов (нефти). В основе системы лежат те же принципы, что и в приложениях по вызову такси. Удобный веб-интерфейс позволяет выбрать необходимый продукт и сделать заказ из любой точки мира, указав предпочтительную дату получения товара и в каком объеме нужен битум. Система предоставляет клиенту информацию, подтверждающую качество отгруженной продукции. Также он может отслеживать движение заказанной партии [2].



Рисунок 1. Краткая информация развития цифровых технологий в нефтегазовой отрасли

Выводы

Развитие цифровизации в нефтегазовой отрасли необходима в наше время для более успешной реализации основных её задач. Специалисты промышленных комплексов должны создавать новые технологические инновации, главной целью которых будет являться кардинальное повышение операционной эффективности всех бизнес-процессов, и грамотно их реализовывать. Центры информационной трансформации способствуют формированию достойного имиджа компании, а также успешному продвижению на мировом рынке.

Библиография

1. Аминов К.А., Ляндау Ю.В. Цифровая трансформация нефтегазового комплекса как способ повышения эффективности производственных процессов в топливно-энергетическом секторе 2023.
2. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А. Большие геоданные в цифровой нефтегазовой экосистеме // Энергетическая политика. 2018. № 2. С. 31-39. Быков В.Ю. Развитие газового дела в России до 1917 г. // Власть. 2018. №3. С.114-116.
3. Мышов А.Н. КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ» № 2 (59) Т.2 ФЕВРАЛЬ 2023 г.
4. Сулоева С.Б., Мартынатов В.С. Особенности цифровой трансформации предприятий нефтегазового комплекса // Организатор производства. 2019. Т.27. № 2. С. 27-36. DOI: 10.25987/VSTU.2019.26.70.003
5. Хасанов И.И., Рахматуллина Ю.А., Шакиров Р.А. Внедрение цифровых технологий в нефтегазовую отрасль России // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 4. С. 24–28.

Технология Blockchain в нефтегазовом секторе: обзор текущих тенденций и прогноз на будущее. Фабрицкая И.О. (Санкт-Петербургский горный университет, fabrusha_irina_00@mail.ru), Филатова И.И. (Ariel University, filatova_ii@pers.spmi.ru), Стройков Г.А. (Санкт-Петербургский горный университет, Stroykov_GA@pers.spmi.ru).*

Аннотация

В сложившихся современных реалиях нефтегазовый сектор нуждается в модернизации каждого из этапов цепочки работы. Применение инновационных технологий и работа с искусственным интеллектом способствует решению возникших проблем: высокие затраты производства, низкая безопасность, высокие операционные риски, низкий уровень цифровизации, низкий уровень привлечения венчурного капитала. В данных тезисах рассматривается технология блокчейн как способ решения указанных ранее проблем, а также обосновывается актуализация данной технологии с помощью приведенной аналитики ряд статистических компаний: Markets and Markets, PricewaterhouseCoopers и прогнозов на будущее.

Ключевые слова

Инновации, нефтегазовый сектор, технология blockchain, искусственный интеллект, интеллектуальные месторождения

Теория

У нефтегазовых компаний возникают проблемы с повышением эффективности производственного процесса и снижением затрат на его реализацию [8]. С помощью цифровизации отрасли и применения технологий можно создать более безопасную, прозрачную и дешевую среду для бизнеса [8]. Основным инструментом цифровизация различных производственных и транспортных компаний является система blockchain.

Blockchain — это распределенная децентрализованная книга, организованная в виде цепочки блоков. Одним из применений blockchain является передача цифровых платежей между разными сторонами без необходимости в центральном органе [2].

Внедрение инновационных технологий является драйвером нефтегазового сектора и частью инновационной политики развития нефтегазового сектора [8]. С помощью применения системы blockchain разработка, добыча и производство сырья может стать более эффективной.

Созданные новые бизнес-модели на основе технологии blockchain, могут применяться по всей цепочке – от добычи до переработки, от отгрузки до реализации, от закупок сырья до управления ремонтными работами и цепочками поставок.

Например, преобразование цепочек поставок с помощью цифровых технологий обеспечивает безопасность работников, также это может повысить коэффициент использования ресурсов пласта, обеспечить прогнозирования добычи по тысячам скважин, а также повысить эффективности работы и производительность нефтяных месторождений. Более того, применение технологии blockchain сможет снизить операционные риски и затраты по сделкам, и повысить уровень соответствия

требованиям. К примеру, в топливных продажах можно применить систему платежей на основе blockchain через водительский «кошелек» и смарт-контракт напрямую с АЗС, не совершая банковских операций [2].

Эффективность применения инновационных технологий подтверждают специалисты британской ВР. Они определили, что развитие технологий обеспечит увеличение извлекаемых запасов нефти в мире на 35 %, т.е. до 4,8 трлн баррелей нефтяного эквивалента к 2050 году [1].

Крупные компании активно ищут пути внедрения технологии на своих предприятиях. В 2018 году крупные нефтегазовые компании как Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Hess, Pioneer Natural Resources и Repsol создали новый блокчейн-консорциум – ООС Oil & Gas Blockchain Consortium, который применит блокчейн-технологию для повышения эффективности процессов добычи нефтегазовых ресурсов [1]. Такие крупные международные нефтетрейдеры, как Trafigura и Mercuria ввели blockchain-проекты для повышения эффективности сделок по нефти, ускоряя процессы торгового финансирования[9].

Основные движущие факторы, способствующие высоким темпам роста рынка технологий blockchain, включают: 1) увеличение венчурного финансирования и инвестиций в технологию blockchain; 2) широкое использование решений blockchain в банковском деле и кибербезопасности; 3) широкое внедрение blockchain -решений для платежей, смарт-контрактов и цифровых удостоверений; 4) растущие правительственные инициативы [3].

Сегодня большинство инвесторов отдают предпочтение технологии blockchain. Объем инвестиций в blockchain в 2016 году составил 0,8 в 2017 году – 1,1 млрд долл. –, в 2018 году – 3,3 млрд долл., в 2019 году – 2,1 млрд долл, в 2020 году – 3,1 млрд долл, в 2021 году – 32,2 млрд долл, в 2022 году – 30,3 млрд долл (см. Рисунок 1) [1].

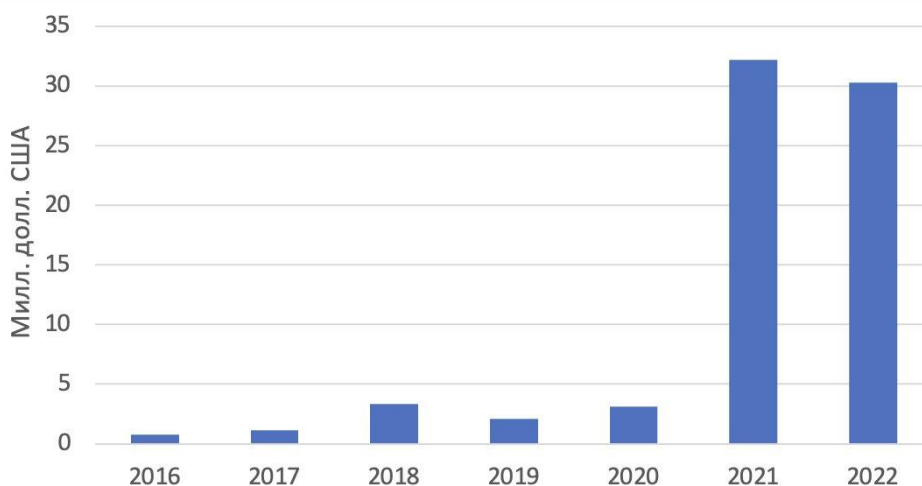


Рисунок 1. Венчурное финансирование стартапов blockchain-компаний по всему миру с 2016 по 2022 год [10]

Согласно данным (Рисунок 1) к 2022 году инвестиции в blockchain выросло на 97, 35 %, что подтверждает актуальность выбранной тематики исследования.

На данный момент первое место в мире по количеству blockchain-стартапов занимают Америка, доля которой составляет 36,9 % и Великобритания – 14,8 % всех

blockchain-стартапов в мире. Вторая позиция принадлежит Эстонии и Швейцарии. На третьей строчке в рейтинге стоит Канада с 4,5 % от общего количества blockchain-стартапов в мире. Китай на 4-м месте, на которую приходится 4 %. Затем расположена Германия, где сосредоточено 2,8 % blockchain-стартапов. Россия не входит в двадцатку лидеров применения blockchain технологии с общей долей менее 0,5 % blockchain-стартапов [1]. Также, специалисты британской компании ВР определили, что развитие технологий обеспечит увеличение извлекаемых запасов нефти в мире на 35 %, т.е. до 4,8 трлн баррелей нефтяного эквивалента к 2050 году [1].

Одним из примеров внедрения blockchain-технологий отечественными нефтегазовыми компаниями стал Газпром, применивший в 2021 году blockchain-платформу для авиазаправки. На данный момент технология приобрела популярность. Число российских аэропортов, подключенных к blockchain-платформе Газпром нефти с момента запуска системы, увеличилось до 17. Аэропорты в Омске и Томске стали новыми авиагазаваниями, где с помощью blockchain-платформы обеспечена заправка регулярных рейсов авиакомпании Ютэйр [3].

Российские нефтегазовые компании также, как и их зарубежные конкуренты, связывают развитие бизнеса с цифровизацией, так как внедрение искусственного интеллекта (ИИ) способствует уменьшению затрат по подсчетам в Vugon Consulting примерно на 10 % [5], по подсчетам «Газпром нефть» повышению эффективности бизнеса на 10–15 % [4] и по подсчетам специалистов Shell экономии 0,4–0,7 млрд долл. [8]. А также к сокращению времени сделок на 30 % [6].

По итогам опроса PricewaterhouseCoopers (PwC), определено, что 80 % должностных лиц крупных нефтегазовых компаний уверены, что в ближайшем будущем внедрение технологий на основе искусственного интеллекта изменит механизм ведения бизнеса [1].

Ожидается, что доля blockchain среди мирового рынка технологий в нефтегазовой отрасли будет расти значительными темпами в течение прогнозируемого периода (2022–2030). Темпы роста составят около 31,3%. Рост доли blockchain на нефтегазовом рынке обусловлен такими факторами, как повышение спроса на эффективность и прозрачность, повышение безопасности от кибератак, приводящих к фальсификации данных и минимальные транзакционные издержки за счет устранения посредников по всем цепочкам поставок [8].

Согласно отчету Fact.MR, продажи технологии блокчейн, по прогнозам, будут расти со среднегодовым темпом роста 84% в стоимостном выражении в течение периода оценки. Более того, по оценкам отчета, к концу 2032 года рынок технологии блокчейн превысит 3,27 триллиона долларов [8].

Рост рынка можно объяснить растущей цифровизацией банковского, финансового и страхового секторов, а также сектора НГС. Кроме того, ожидается, что растущее использование бесконтактных цифровых билетов на блокчейне на различных мероприятиях будет стимулировать рынок [8].

Выводы

Неоспоримо, что сегодня наступил новый переломный этап в нефтегазовой индустрии, для которой важна смелая стратегия и дальновидность в условиях риска и

неопределенности. Технология blockchain предлагает множество ценных предложений для нефтегазовой отрасли. Благодаря возросшему интересу венчурных инвесторов в данной технологии в последние 2 года, blockchain развивается, его внедрение в нефтегазовую отрасль - способ развития компаний и всего сектора в целом.

В связи с тем, что ожидается рост рынка технологии blockchain, это приведет к расширению сферы применения данной технологии, в том числе и в нефтегазовом секторе.

Библиография

1. Азиева Р.Х. Блокчейн-технология как ключевой элемент развития нефтегазовой индустрии // Электронный ресурс: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43105568> (Дата обращения: 04.02.2022).
2. Ахмад Р.В., Салах Х., Джаяраман Р., Якуб И., Омар М. Блокчейн в нефтегазовой отрасли: приложения, проблемы и будущие тенденции// Технологии в обществе. Февраль 2022 г. Том 68. 101941 г.// <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2022.101941>(Дата обращения: 14.11.2022).
3. Газпром нефть расширяет географию своей блокчейн-платформы для оплаты авиазаправки// Электронный ресурс: <https://neftegaz.ru/news/tsifrovizatsiya/762603-gazprom-neft-rasshiryaet-geografiyu-svoey-blokcheyn-platformy-dlya-oplaty-aviazapravki> // (Дата обращения: 07.02.2023)
4. Годовой отчет Газпромнефть 2020// Электронный ресурс: [https://www.akm.ru/upload/akmrating/GAZPROM-NEFT annual report 2020.pdf](https://www.akm.ru/upload/akmrating/GAZPROM-NEFT%20annual%20report%2020.pdf) / (Дата обращения 13.02.2022)
5. Интеллектуальный upstream: стратегия выживания // Электронный ресурс: https://vygon.consulting/upload/iblock/266/vygon_consulting_smart_upstream.pdf (Дата обращения 13.02.2022)
6. ANNUAL REPORT Royal Dutch Shell plc // Электронный ресурс: <https://www.shell.com/about-us/annual-publications/annual-reports-download-centre/jcr:content/root/main/section/text/1575120548.multi.stream/1658493810695/ddffd9df69e200337b98e10cf757d5c7c0acf12e/annual-report-rds-20f-2019.pdf> / (Дата обращения 13.02.2022)
7. Blockchain Market // <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/blockchain-technology-market-90100890.html> / (Дата обращения 05.02.2022)
8. Blockchain technology market // Электронный ресурс: <https://www.factmr.com/report/blockchain-technology-market> (Дата обращения 14.02.2022)
9. The blockchain impact across commodities trading// <https://www.prococommodities.com/blockchain-impact-across-commodities-trading/> (Дата обращения 09.02.2022)
10. 2022: Crypto VC Comes Down to Earth // Электронный ресурс: <https://www.galaxy.com/research/insights/2022-crypto-vc-comes-down-to-earth/> (Дата обращения 09.02.2022)

Проблема эксплуатации добывающих скважин при низких забойных давлениях.
Шейко А.В.* (МГРИ, sheiko02@mail.ru), Денисов А.В. (МГРИ имени Серго
Орджоникидзе, denisovav@mgri.ru)

Аннотация

В данной работе рассмотрены условия и определены критерии при которых возможно использовать режим форсированного отбора жидкости и снижения забойного давления относительно давления насыщения. Показано, что эффективность работы скважины оценивается по данным индикаторных диаграмм. Даны рекомендации по выбору оптимальных режимов работы фонда добывающих и нагнетательных скважин.

Ключевые слова

Давление насыщения, забойное давление, форсированный отбор жидкости, трудноизвлекаемые запасы, индикаторные диаграммы.

Теория

В настоящее время наблюдается стремительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в процесс разработки. Однако темп развития технологий, которые могут быть успешно применены, существенно ниже, что обуславливает низкие коэффициенты нефтеотдачи. Исходя из этого, актуальной задачей является создание новых и совершенствование имеющихся технологий повышения нефтеотдачи месторождений. Трудноизвлекаемые запасы – это запасы, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания и физическими свойствами пластового флюида, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна [1-10]. В категорию трудноизвлекаемых постепенно переходят также остаточные запасы истощенных, давно разрабатываемых месторождений, характеризующихся пониженными пластовыми давлениями и высокой обводненностью добываемой нефти.

В пластовых условиях при высоком начальном давлении попутный газ полностью растворен в нефти. В процессе разработки давление в пласте падает, и при его снижении ниже давления насыщения газ выделяется непосредственно в пласте, что приводит к увеличению вязкости нефти, снижению ее подвижности, ухудшению фильтрации. Такой режим разработки допускать нельзя, поэтому используется система поддержания пластового давления и существуют нормативы и требования по контролю пластового и забойного давлений, обычно принимают нижней границей $R_{заб}=0,85 \cdot R_{нас}$.

Дебит скважины, согласно закона Дарси и уравнения Дюпюи прямо пропорционален депрессии – разнице пластового и забойного давления. Соответственно для увеличения дебита скважины необходимо либо увеличить пластовое давление, либо снизить забойное. Постепенное снижение забойного давления лежит в основе метода повышения нефтеотдачи – форсированного отбора жидкости. В практике разработки нефтяных месторождений форсированный отбор жидкости используют на поздней стадии при высокой обводненности добываемой нефти в сочетании с гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи.

Рассмотрим возможные случаи использования режима работы скважины при снижении забойного давления ниже давления насыщения (рис.1):

1. Рпл существенно выше Рнас, газ начинает выделяется непосредственно в призабойной зоне радиус которой будет увеличиваться со временем ($t_2 > t_1$) с ростом воронки депрессии, количество выделяемого газа будет снижаться с увеличением обводненности добываемой нефти. При больших значениях депрессии возможны необратимые изменения ФЕС – пористости и проницаемости, что может негативным образом отразиться на коллекторских свойствах [8].
2. Рпл ниже Рнас, газ выделяется непосредственно в пласте, что приводит к увеличению вязкости нефти, снижению ее подвижности, ухудшению фильтрации, снижению фазовой проницаемости породы по нефти и увеличению по газу. Такой режим разработки недопустим.

Во всех случаях снижение забойного давления ниже давления насыщения приводит к увеличению газосодержания на приеме насосного оборудования, что затрудняет его эксплуатацию без газосепаратора.

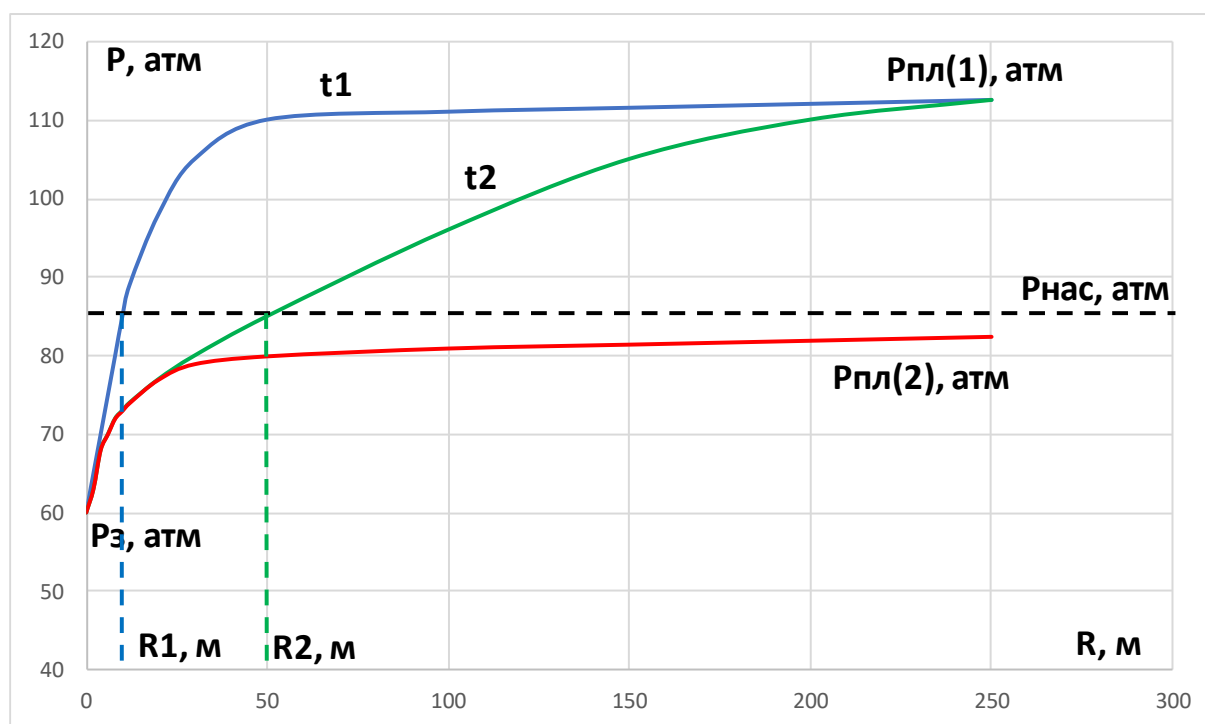


Рисунок 1. Примеры распределения давления от стенки скважины ($R=0$ м) на расстояние 250 м.

Эффективность работы скважины оценивается по результатам интерпретации индикаторных диаграмм – зависимостей дебитов скважин от забойного давления, либо депрессии на пласт (рис.2). В случае линейной диаграммы можно сделать вывод о рациональной эксплуатации скважины. Однако если ведётся добыча при давлениях, которые ниже давления насыщения, форма диаграммы искривляется, она приближается к серповидному типу, что свидетельствует о необходимости прекращения эксплуатации в данном режиме. Авторы [4] проанализировав данные месторождений Урало-Поволжья, Белоруссии, Западной Сибири, отмечают следующее: «временная эксплуатация скважин

со снижением забойного давления до некоторого значения от давления насыщения возможна и увеличивает дебит скважины. Вопрос определения продолжительности такой эксплуатации и отрицательных последствий, которые возникают в пластовой системе и влияют на конечную нефтеотдачу, остаётся открытым».

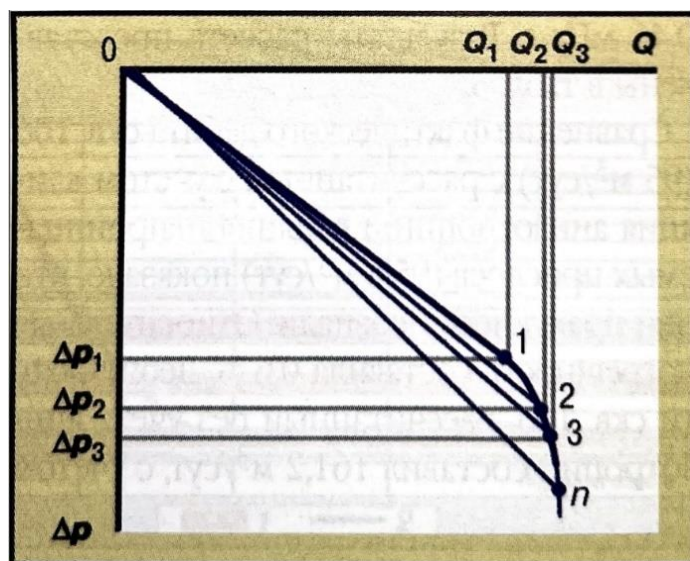


Рисунок 2. Пример индикаторной диаграммы [4].

Помимо индикаторных диаграмм для контроля режимов работы скважин целесообразно использовать графики динамики промысловых показателей (рис.3): дебит жидкости, дебит нефти, обводненность, пластовое давление, забойное давление, а также рассчитывать критерии оптимизации нестационарного заводнения [3, 7, 8].

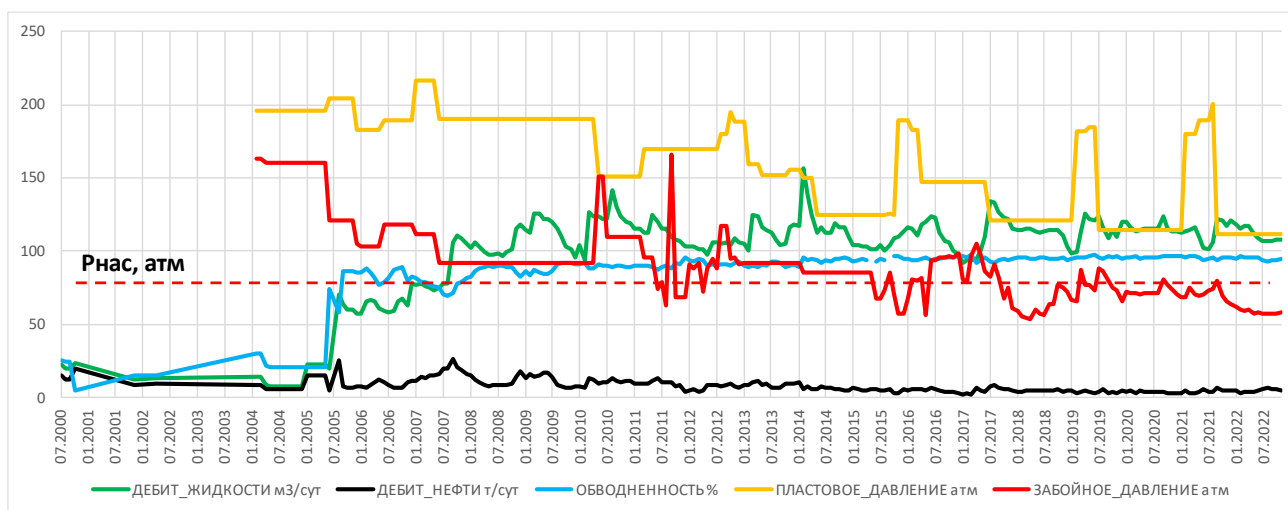


Рисунок 3. Динамика промысловых показателей скважины 8409

Выводы

Режим форсированного отбора жидкости с снижением забойного давления ниже давления насыщения рекомендуется использовать на поздней стадии разработки, при

высокой обводненности добываемой нефти при эффективной системе ППД в сочетании с гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи.

Высоких значений депрессии следует избегать для предотвращения возможного изменения коллекторских свойств ПЗП и пласта, деформации эксплуатационной колонны, разрушения цементного камня за колонной.

Контроль оптимальных режимов работы скважин рекомендуется осуществлять с помощью индикаторных диаграмм, графиков динамики промысловых показателей: дебит жидкости, дебит нефти, обводненность, пластовое давление, забойное давление, а также корреляционных и дискриминантных критериев оптимизации нестационарного заводнения [7].

Библиография

1. Дроздов А.Н. и др. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
2. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал РГО. 2021. № 4 (32). С. 28-35.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
4. Мищенко И.Т., Сагдиев Р.Ф. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. 2003. №4. С. 104-106.
5. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Полищук А.А., Вайнерман Б.П., Юнусов Р.Р., Денисов А.В. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 5. С. 28-41.
6. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Махецкая Э.В. Материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. Москва, 2021. С. 45. Предотвращение гистерезисных явлений при фильтрации газированной нефти в пластах с необратимым характером деформаций пород на глубоко залегающих месторождениях.
7. Шахвердиев А.Х., Ю.В. Шестопалов, И.Э. Мандрик С.В. Арефьев Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения. Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123.
8. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений – М.: Недра. - 2004. – 452 с.
9. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 38-43.
10. Gorelkina E.I. Improvement of pump-ejector systems in order to increase the gas discharge pressure and system efficiency // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publishing Ltd, 2021. P. 062007.

Опыт внедрения SWAG technology на Самодуровском месторождении и перспективы внедрения технологии на промыслах. Якобсон Д.М.* (РУДН, daneel3000@gmail.com)

Аннотация

SWAG является наиболее совершенной с технологической точки зрения модификацией водогазового воздействия на пласт. Но данный метод не получил широкого распространения, что объясняется рядом причин. Основная из них – отсутствие техники, которая позволяет получить и закачать в пласт стабильную водогазовую смесь с необходимыми параметрами (давление нагнетания смеси, газосодержание в пластовых условиях). Для внедрения метода использовались различные технические решения, но первый успешный опыт внедрения – SWAG technology на Самодуровском месторождении с применением насосно-эжекторных систем (НЭС) 2015 года, когда удалось запустить НЭС для подачи водогазовой смеси в 11 нагнетательных скважин. Однако анализ полученного опыта указал на несовершенства как самой технологии, так и способа её реализации. Данная работа представляет собой обзор инновационных технологических решений, которые позволят эффективно внедрять SWAG с применением (НЭС) на опытных участках и тиражировать систему на объектах в целом.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие насосно-эжекторные системы, попутный газ.

Теория

В [7] представлен подробный анализ результатов внедрения технологии на Самодуровском месторождении. Исходя из полученных данных становится очевидно, что технология реализована успешно. Система работала без срывов подачи, на различных режимах, что позволило не только увеличить нефтеотдачу, но и утилизировать ПНГ Самодуровского и нескольких соседних месторождений. Однако в процессе эксплуатации системы были выявлены отказы некоторых элементов оборудования, такие как порыв водовода, клин подшипника двигателя, растрескивание шайб сопел, утечки в торцевых уплотнениях, слом вала насоса. Анализ отказов элементов позволит предотвратить их при внедрении технологии на иных объектах. С точки зрения реализации технологии в данной работе отмечена важность детального изучения геолого-геофизических параметров и распределения остаточных запасов нефти по скважинам, которые их вскрывают (рис. 1). Для эффективного внедрения метода рекомендуется сочетать закачку водогазовой смеси и классическое заводнение. Смесь направляется в нагнетательные скважины для воздействия на участки с наибольшими остаточными запасами, при этом заводнение применяется на иных скважинах [2, 9]. Это актуально в тех случаях, когда попутного газа недостаточно для получения объёма смеси с рациональным газосодержанием и её закачки во все скважины.

Вторая проблема – отсутствие устройств, которые позволят контролировать расход закачиваемой в каждую скважину смеси. На Самодуровском месторождении после начала реализации проекта Дроздовым А.Н. была озвучена идея использования многофазного ультразвукового расходомера «Ульттрафлоу», однако её не реализовали ввиду дороговизны предлагаемых устройств. Введённые в 2022 году санкции

существенно усугубили данную ситуацию. В связи с этим были разработаны и предложены методика измерения расходов смеси и техническое решение для реализации замеров – диафрагмы [6].

Ряд работ посвящён вопросу смешивания ПНГ и иного газового агента и закачки в пласт в виде смеси. Так, в [10] обоснована необходимость и доказана эффективность добавления азота в состав смеси с целью внедрения ВГВ на одном из месторождений Урало-Повольжья. Предполагалось вести отбор атмосферного азота с применением компрессора. Однако на практике технология не была реализована ввиду дороговизны последнего. Альтернативным вариантом является добавление выхлопных и/или дымовых газов. Выхлопные и дымовые газы близки по составу. Большой объём данных газов представлены азотом, также имеются углекислый газ, остаточный кислород и иные компоненты.

НЭС, а именно жидкостно-газовый эжектор и дожимной насос являются диспергирующими устройствами. Измельчая газовые пузырьки и увеличивая давление нагнетания смеси в пласт, НЭС способствуют подавлению коалесценции газовых пузырьков [2]. Однако в процессе закачки невозможно избежать расслоения смеси на отдельные компоненты без добавления агентов, цель которых – подавить слипание газовых пузырьков. Поэтому рекомендуется проводить фильтрационные исследования для определения состава жидкой фазы водогазовой смеси. Экспериментальным путём доказано, что некоторые электролиты оказывают положительное влияние на подавление коалесценции газовых пузырьков, и для каждого электролита существует определённый диапазон концентраций, в пределах которого с увеличением концентрации электролита эффект подавления коалесценции усиливается, при этом при превышении максимальной концентрации диапазона эффект срывается. Добавление электролитов, способствующих подавлению коалесценции, положительно сказывается на напорных и энергетических характеристиках эжектора. В [2] приведён литературный обзор факторов, оказывающих непосредственное влияние на процессы, происходящие в газожидкостной смеси при её течении. Есть несколько гипотез, описывающих взаимодействие газовых пузырьков в составе смеси, тем не менее причины коалесценции, либо её подавления, остаются недостаточно исследованным вопросом. При получении и закачке водогазовых смесей в пласт важно учитывать комплекс факторов, описанных в [2], что позволит предотвратить преждевременное расслоение смеси.

На Самодуровском месторождении в качестве жидкой фазы водогазовой смеси использовалась попутная вода самого месторождения. Оказалось, что её состав с точки зрения состава растворённых солей и их концентраций идеален для закачки смеси в пласт. В случае, когда использование попутной воды невозможно, или её состав не способствует подавлению коалесценции, рекомендуется применять ПАВ. В статье [8] представлена схема НЭС. Для приготовления водогазовой смеси вода поступает из блока водозабора, далее из блока дозирования реагентов добавляется ПАВ, и вода поступает в сопло эжектора. В качестве газа предлагается использовать ПНГ затрубных пространств, что позволит снизить давление в затрубных пространствах и предотвратить снижение депрессии и срыв подачи скважиной продукции на вход насоса. Для регулирования работы системы при изменяющихся расходах газа предлагается возможность частотного регулирования вращения вала насоса [1]. В [4] установлено, что добавление ПАВ положительно сказывается на работе дожимного насоса. Проанализировано влияние различных ПАВ на получаемую характеристику, выделен ПАВ, который обладает лучшими свойствами, даны рекомендации по необходимой концентрации данного

вещества. Также указано, что добавление ПАВ оказывает положительное влияние на приёмистость скважины.

В [5] описаны результаты экспериментальных исследований жидкостно-газового эжектора в составе НЭС. Оптимизация режимов работы эжектора позволяет оптимизировать как работу эжектора, так и всей НЭС в целом. Для эффективной утилизации низконапорного попутного газа путём многоступенчатого эжекторного сжатия газа необходимо поддерживать рабочее давление в диапазоне от 4 до 6 МПа, что позволит увеличить КПД эжектора. Также обосновано применение параметра среднеинтегрального коэффициента инжекции. Построенные характеристические кривые при рекомендуемых в [5] значениях данного параметра существенно упрощает выбор эжектора для решения конкретной задачи.

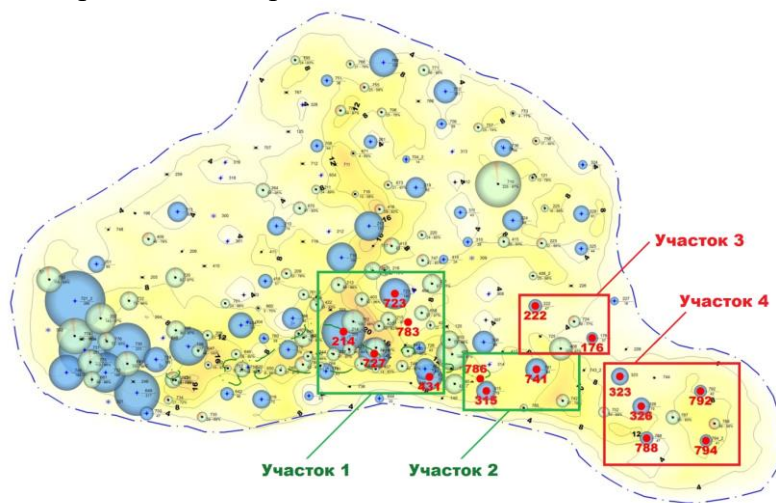


Рисунок 1. Карта разработки пласта T1 Самодуровского месторождения с указанием участков 1 и 2, наиболее подходящих для ВГВ, и участков 3 и 4, где закачка водогазовой смеси нецелесообразна [7].

Выводы

Низкий КИН, высокие затрубные давления, а также сжигание ПНГ в факелах месторождений являются актуальными задачами. В мире известен один случай успешного внедрения ВГВ с применением НЭС. Использование результатов данных исследований позволит расширить область применения данной технологии и сократить углеродный след.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Наукам о Земле. X Международная научная конференция молодых ученых. В 7-ми т. Москва, 2022. Т. 5. С. 85-89.
2. Горелкина Е.И. Исследование подавления коалесценции газовых пузырьков и его влияния на работу дожимного насоса в составе насосно-эжекторной системы при откачке водогазовых смесей // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 33-47.
3. Горелкина Е. Рациональная закачка водогазовой смеси и устройство для её осуществления // Tatarstan UpExPro 2022. VI Международная молодежная научная конференция. КФУ. 2022. С. 201-204.

4. Исследование влияния пенообразующих поверхностно-активных веществ на работу многоступенчатого центробежного насоса при откачке созданных эжектором водогазовых смесей / А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий, В.А. Шишулин и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 37-44.
5. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 25-32.
6. Методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины при эксплуатации нефтяных месторождений / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 1-8.
7. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А.Н. Дроздов и др. // SOCAR Proceedings. 2022. № S 2. С. 9-18.
8. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов и др. // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
9. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А.Н. Дроздов и др. // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.
10. Снижение затрубного давления в механизированных насосных скважинах и водогазовое воздействие на пласт с использованием ПНГ и азота / В.Н. Калинин, А.Н. Дроздов и др. // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 4 (112). С. 38-41.

Повышение эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти в сложных коллекторах путем использования гелеобразующего состава на основе силиката натрия. А.Е. Сазонов (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова, e-mail: 13050465@mail.ru), С.И. Лубянова (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова, e-mail: 13050465@mail.ru)*

Аннотация

В статье рассмотрены особенности технологии воздействия на месторождение высоковязкой нефти. Рассмотрены инновационные отечественные и зарубежные технологии гелеобразующих составов (ГОС) с использованием горизонтальных скважин. Применение технологии ГОС с использованием трех горизонтальных скважин может увеличить коэффициент извлечения нефти на 10-20% по сравнению с ранее применяемыми технологиями разработки пластов.

Ключевые слова:

Высоковязкая нефть, горизонтальные скважины, термогравитационное дренирование, гелеобразующие составы, композиции, силикат натрия.

Теория

В качестве одного из методов интенсификации разработки месторождений, все большее число которых входит в позднюю или завершающую стадию разработки, сегодня во многих случаях используется заводнение. Естественным следствием оказывается опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков, трещин, образование обширных промытых зон, целиков нефти. Добывающие скважины нередко обводняются полностью, в то время как значительная часть запасов нефти еще остается невыработанной. В этих условиях наиболее надежным способом повышения нефтеотдачи пластов служит ограничение фильтрации воды в промытых зонах коллектора с применением гелеобразующих составов [2].

1. Основное содержание работы

Гелеобразующие составы (ГОС) на основе силиката натрия. Данная технология предназначена для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и ограничения притока воды в добывающих скважинах в результате селективной изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков и трещин за счет перехода закачиваемого в скважину силикатно-полимерного раствора в гель при повышенной температуре пласта [4].

Перспективность использования технологии ГОС обусловлена технологичностью приготовления раствора и закачки его в пласт, достаточно низкой стоимостью реагентов и их нетоксичностью, высокой прочностью и стабильностью во времени образующегося геля, способностью разрушаться под действием щелочного агента.

Сущность метода заключается в закачке в пласт водного раствора жидкого стекла и соляной кислоты с незначительным добавлением полимеров. При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами выделяется кремниевая кислота, образующая золь,

переходящий со временем в гель, который служит водоизолирующим материалом в промытых высокопроницаемых зонах пласта [1].

Область применения гелеобразующих композиций определяется:

- временем гелеобразования при температуре приготовления;
- временем гелеобразования при температуре пласта;
- прочностью геля;
- устойчивостью геля в минерализованной воде;
- стабильностью во времени;
- возможностью разрушения геля.

Закачка композиции в пласт осуществляется через нагнетательные скважины.

Технология приготовления и закачки композиции с помощью установки УДР-32:

1. Распланировать и приготовить площадку для размещения техники и технических средств.
2. На основе плана закачки ГОС, на подготовленной площадке размещается оборудование и емкости с реагентом - типовая схема расстановки оборудования показана на рис. 1.
3. Уточняется порядок и объём проведения операций.
4. Обвязывается наземное оборудование: нагнетательная линия установки УДР соединяется с устьем скважины, приёмная линия установки соединяется с водоводом для подачи воды и с ёмкостью для реагентов.
5. Все наземное оборудование опрессовывается с помощью агрегата ЦА-320: нагнетательная линия опрессовывается под давлением в 1,5 раза выше ожидаемого рабочего давления.
6. В бункер со шнековым дозатором загружается ацетат хрома, в ёмкость для реагента закачивается ПАА с необходимым количеством воды с помощью насоса закачки реагента.
7. В смеситель установки подаётся ацетат хрома из бункера и раствор ПАА с помощью дозирующего насоса – происходит перемешивание компонентов и образование композиции. Время перемешивания - не менее 10 мин.
8. Композиция закачивается в пласт через нагнетательную линию трёхплунжерным насосом высокого давления установки.
9. Закачка может производиться в несколько циклов (обычно применяют три цикла) - после каждого цикла композиция продавливается в пласт водой в объёме 15–30 м³.

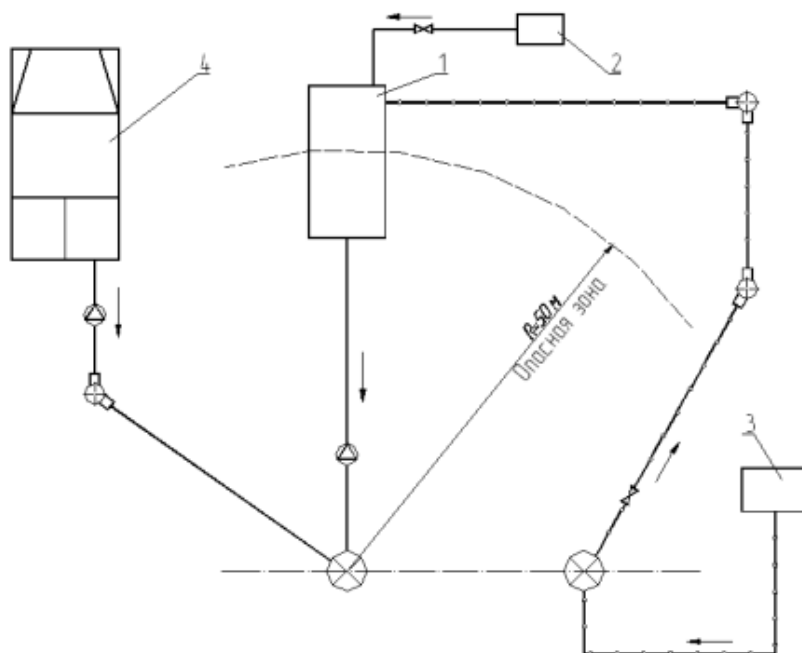


Рисунок 1. Схема расстановки оборудования при закачке ГОС: 1 – установка УДР-32М, 2 – ёмкость с реагентом, 3 – блок напорных гребёнок, 4 – агрегат ЦА-320

Данная технология закачки ГОС использовалась на Восточно-Сургутском месторождении на скважине №3355 и дала положительный результат [3].

Выводы

Анализ работ по обработке ГОС, показала значительную технологическую эффективность применения технологии термотропных составов. После обработки нагнетательной скважины гелеобразующим составом прирост добычи нефти в добывающих скважинах увеличивается на 10–20 %. Их применение относительно других видов воздействия должно повышаться по мере роста обводненности продукции скважин. В перспективе повышение технологической эффективности технологии в основном связано с увеличением объема ее проведения и совершенствования технологии применительно к условиям конкретных пластов.

Библиография

1. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Верховых А.А. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, в. 4. – С. 257–263.
2. Журков А. А. Обоснование применения гелеобразующих составов на начальном этапе разработки месторождения — 2019. — № 1 (239). — URL: <https://moluch.ru/archive/239/55318>
3. Жуков Р. Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва, 2013.
4. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Галушка А.С. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. ; URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=16995>

Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа для предупреждения аварийных ситуаций (NeoTron). Саидов С.С. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, saidgoh03@gmail.com).
Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru),
Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)*

Аннотация

NeoTron - нейтронный каротаж для облучения, скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерения плотности потоков тепловых нейтронов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов.

Основная проблематика исследования скважины – разнообразные поломки. Трубы могут подвергаться смятию, разрывам, обрывам или поломкам вследствие скручивания. Буровые долота могут разбиваться, замковые соединения могут отвинчиваться от колонны труб и сами трубы могут часто застревать в скважине. Этот тип - самый распространенный вид аварии во время ГИС.

Ключевые слова

Каротаж, нейтрон, бурение, прихват, гамма-излучение, альфа-частица, извлекаемый источник

Теория

Сегодня во всем мире передовые нефтегазовые компании активно используют технологии каротажа в процессе бурения как для разведки новых, так и для оптимальной разработки уже эксплуатируемых месторождений.

С совершенствованием технологии в последние десятилетия LWD (Logging While Drilling – каротаж в процессе бурения) в настоящее время широко используется для бурения (включая геонавигацию) и оценки пласта (особенно для скважин в реальном

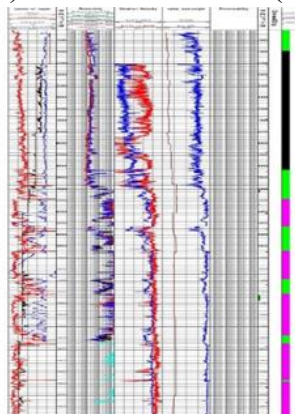


Рисунок 3. Модуль нейтрон-нейтронного каротажа времени и с большим углом наклона) (рис.1) [8].

LWD системы служат для обеспечения проводки скважины по проектной траектории, осуществляя контроль искривления, литологии, насыщения и оперативного

управления бурением. LWD системы, кроме измерения инклинометрических и технологических параметров, дополнены аппаратурой для измерения свойств разбуриваемых пород. Информация о траектории ствола и свойствах разбуриваемых горных пород, получаемая в режиме реального времени, позволяет более точно направлять ствол скважины относительно интересующих коллекторов и зон различной насыщенности.

Возникновение какого-либо вида осложнений или аварий зависит от многих причин, главным образом, от соответствия технологии бурения геологическим условиям, а также от исправности бурового оборудования [1]. Прихват бурильной колонны – это непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие: прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважины[9] или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на бурильной колонне (рис.2). Любой прихват сопровождается затяжками бурильной колонны. Затяжка бурильной колонны - это кратковременная потеря подвижности бурильной колонны, которая сопровождается периодичным увеличением веса на крюке. В следствие чего происходит застревание труб при проведении геофизических исследований скважин, что несет за собой прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств. Этот тип - самый распространенный вид аварии во время ГИС.



Рисунок 4. Изображение прихвата бурильного инструмента

Буровые компании на постоянной основе несут огромные убытки по причине прихвата бурильного инструмента:

- Трата времени на его ликвидацию;
- Потеря части бурильной колонны;
- Необходимость бурения бокового в обход, оставленного в скважине;
- Потеря скважины [4].

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотности[10] потоков тепловых нейтронов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов [3].

NeoTron разрабатывается специально для совместной работы с аппаратурой импульсного нейтронного каротажа, в его конструкции предусмотрено извлечение источника гамма-излучения в случае аварийной ситуации.

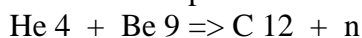
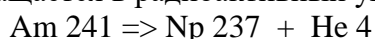
Источник в данной конструкции исследует и передает информацию об уровне пористости пласта, после процесса бурения гидравлическими забойными двигателями и

передачи информации материнской телесистеме, с применением контролируемого радиоактивного излучения.

Наличие радиоактивных химических источников случае аварии создает опаснейшую ситуацию – радиоактивное захоронение [5].

В нейтронном каротаже есть три процесса, представляющие интерес: эмиссия нейтронов, рассеяние нейтронов и поглощение нейтронов. Эффективность поглощения нейтронов варьируется от элемента к элементу. Единственными элементами, которые проявляют значительное поглощение нейтронов и существуют в разумных количествах в горных породах, являются водород и хлор. В нейтронном каротаже детекторы измеряют эпитептермальные нейтроны, некоторые тепловые нейтроны и некоторые гамма-лучи, испускаемые при поглощении нейтрона.

Цель разработки NeoTron — это постоянный контроль над процессом излучения нейтронов. Вылетевшая из америция альфа-частица попадает в бериллий, и он превращается в радиоактивный углерод, который избавляется от лишнего нейтрона.



Таким образом на каждый миллион альфа-частиц, вылетевших из америция, получается всего 30 нейтронов. Свободные нейтроны не возникают естественным путем. Они образуются при бомбардировке атомов бериллия альфа-частицами из распадающегося америция.

NeoTron будет производить в 10 раз больше нейтронов при втрое большей энергии химического источника.

Основные технические характеристики:

- Герметичный корпус высокого давления содержит 55 ГБК трития;
- Под давлением газа SF₆ (фторид серы (VI)) для предотвращения образования высоковольтной дуги;
- Генерирует ~108 нейтронов при ~ 14 МэВ [7].

Выводы

Данное устройство позволяет минимизировать негативное воздействие на экологическую обстановку. Основные преимущества NeoTron – радиационная безопасность, высокое качество материала, отсутствие химического источника нейтронов, наличие импульсного режима работы нейтронного генератора, извлекаемый источник гамма-квантов[2].

На российском рынке не представлено ни одного вида прибора, имеющего функцию отключения питания, ведь при потере радиоактивного элемента конструкции радиоактивное загрязнение будет катастрофическим и отравлять окружающую среду на протяжении 500-600 лет. Данная разработка прибора избавит компании по бурению от штрафов и административной ответственности. К тому же, с финансовой точки зрения, механизм не является сложным, но значительно облегчит эксплуатацию.

Нынешняя разработка позволит избежать опасных ситуаций при использовании источника ядерной реакции и при его утрате в скважине [6].

Библиография

1. Автоматизация процесса измерения глубины скважин / Э. А. Азмамбетова, М. М. Алимова, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02

- апреля 2021 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 164-167. – EDN VJOOMP.
2. Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и троичного кодирования / Л. Р. Календарова, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 10(118). – С. 62-64. – EDN CDKFCW.
 3. Внедрение наддотного модуля / А. В. Мефодьева, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 264-266. – EDN UIBLCB.
 4. Календарова, Л. Р. Новый вид канала передачи данных в телеметрии / Л. Р. Календарова, Б. А. Овезов // Молодые - Научкам о Земле : Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 23 октября 2020 года / Редколлегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2020. – С. 157-160. – EDN JNWHBK.
 5. Овезов, Б. А. Исследование влияния магнитных возмущений в процессе бурения наклонно- направленных скважин (iMAG) / Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 235-238. – EDN AAIZPQ.
 6. Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза «NeoTron» / А. М. Бойко, Н. В. Соловьев, Б. А. Овезов, К. О. Щербакова // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 59-62. – EDN VCTQJY.
 7. Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза «NeoTron» / А. М. Бойко, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 5. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 76-80. – EDN VVVJTU.
 8. Разработка системы контроля действий персонала при работе с радиоактивными источниками в процессе калибровки геофизических приборов для исследования скважин -"inspector" / К. С. Парамзина, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 126-128. – EDN OFQLZL.
 9. Троценко Ю. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. Основы, устройство, методы обработки, сравнение результатов, практическое применение, 2010.
 10. Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И., Меркулов А.В. Применение технологий нейтронного каротажа скважин

при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Состояние и перспективы развития // Газовая промышленность. 2019. №S1 (782).

*Анализ воздействия микроорганизмов на пласт-коллектор при наличии водорода.
Сафарова Е.А. (ИПНГ РАН, safarova@ipng.ru), Филиппова Д.С. (ИПНГ РАН,
filippovads@ipng.ru)*

Аннотация

Размещение водород-метановых смесей в истощенных месторождениях углеводородов является одним из перспективных способов подземного хранения. Однако влияние водорода на микробное сообщество глубинной биосферы и их взаимодействие с вмещающими породами до сих пор изучено недостаточно. Понимание принципов взаимовлияния микроорганизмов и пород-коллекторов необходимо при заданных условиях необходимо, поскольку растворение и осаждение минералов, вызванное микроорганизмами, в дополнение к процессам неорганической перегруппировки [1], а также проницаемость пород пласта-коллектора и перекрывающих пород, могут привести к значительным потерям водорода. Перестройка неорганических и органических субстратов создает благоприятную для микроорганизмов среду обитания, обеспечивающую различные метаболические процессы, которые, в свою очередь, могут снижать проницаемость пород за счет образования внеклеточных полимерных веществ в сочетании с микробно-индуцированным образованием минералов. Осаждение сульфида железа, кальцита и доломита, растворение полевого шпата и глинистых минералов являются примерами того, как микроорганизмы могут изменять минералогические характеристики горной породы [2]. Таким образом, микроорганизмы являются очень эффективными геохимическими «катализаторами», поэтому изучение их присутствия, распределения и активности может иметь большое значение для хранения газа.

Ключевые слова

Водород, водород-метановые смеси, подземное хранение, микробиологическое сообщество

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № FMME-2022-0007.

Теория

Микробный рост на металлических поверхностях в виде биопленок может вызывать микробиологическую коррозию, которая имеет большое значение для различных геотехнических систем. Коррозионные процессы в скважине могут ускоряться или индуцироваться микроорганизмами, так как выделяются продукты их жизнедеятельности, такие как органические и неорганические кислоты, аммоний и сероводород, которые способствуют ионизации металлических поверхностей. В глубинной биосфере молекулярный водород производится различными способами. С одной стороны, он возникает в результате ряда геологических и механохимических процессов, с другой стороны, он также может возникать в результате микробиологических процессов, таких как, например, ферментация. В то же время водород может служить субстратом для микробиологических процессов, таких как сульфатредукция и метаногенез [3]. Из-за малой доступности микроорганизмам источников энергии процессы в глубинной биосфере протекают сравнительно медленно.

Так как водород может использоваться многими микроорганизмами в качестве источника энергии (донора электронов), метаболические процессы при его наличии значительно ускоряются. При доступных акцепторах электронов, т.е. оксидах железа, сульфате, диоксиде углерода, часть водорода окислится микробным путем и, таким образом, образуется Fe^{2+} и H_2S .

Восстановление оксидов железа и серы приводит к значительным потерям энергии при хранении водород-метановых смесей. Образование сульфидов приводит к снижению проницаемости горных пород. Закачка водорода приведёт к изменению термобарических условий в пласте, инициирующему движение флюидов. Индуцированный поток может привести к мобилизации неорганических и органических веществ, что вместе с повышенной доступностью водорода, являющегося донором электронов, приведёт к изменениям в метаболической активности.

Доказано, что присутствие оксидов железа в породах и сульфат-ионов в водной фазе может активизировать деятельность железоредуцирующих бактерий. Они также, как и сульфатредуцирующие микроорганизмы, обеспечивают свое развитие на основе продуктов окисления, рассеянного в породах и растворенного в водах органического вещества, в том числе, углеводородных компонентов [4].

Ранее проводимые исследования данного авторского коллектива и др. [5] показали, что микробная активность часто стимулировалась снижением солености подземных вод, что приводило к изменению состава газа (снижению H_2). В отобранных пробах с более высокой соленостью сульфатредуцирующие микроорганизмы восстанавливали сульфат до сульфида. В результате концентрация сульфата уменьшилась. Сульфатредукторы предпочитают использовать водород для восстановления сульфатов по мере увеличения концентрации органических кислот. Органический материал из горных пород также использовался микроорганизмами в качестве источника углерода и энергии. Автохтонные микроорганизмы немедленно реагировали на изменение доступности субстрата. Наличие ацетата способствует росту сульфатредуцирующих микроорганизмов, образованию аморфных осадков сульфида железа. Кроме того, концентрация сульфатов снижается в результате действия сульфатредукторов.

Особое значение имеет рН среды. Влияние этого фактора многоаспектно, первый касается непосредственного воздействия ионов водорода и гидроксильных групп на бактериальные клетки, второй выражается в воздействии на содержание тех или иных элементов, участвующих в метаболизме бактерий.

Важно отметить, что ряде экспериментов после воздействия водорода происходило снижение пористости и проницаемости образцах песчаников на 5-6%, при этом плотность породы увеличивалась. По всей видимости, воздействие водородом нарушило прочность межзерновых контактов, что и привело к ослаблению породы (рис. 1).

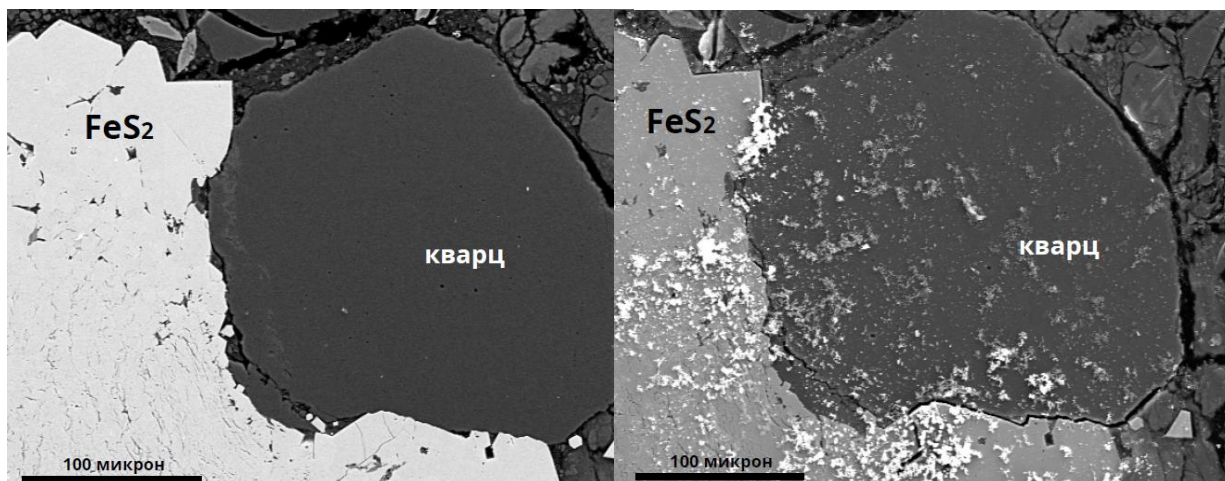


Рисунок 1. Преобразование минералов терригенной породы в результате взаимодействия с водородом. Слева - до эксперимента. Справа - те же участки после эксперимента

Образовавшиеся «дырки» являются признаком растворения пирита (пирит-пирроотиновой реакции).

Карбонатизация как процесс растворения карбонатных минералов может быть фактором улучшения коллекторских свойств пород, а также имеет возможность завершаться насыщением водных растворов и осаждением из них кальцита. Поэтому новообразованные минералы могут заполнять поровое пространство, снижая фильтрационные свойства коллекторов.

Выводы

Изменения pH среды, давления, температуры и солености, вызванные закачкой водорода, могут влиять на микробную активность. Таким образом, необходимо исследовать актуальность микробиологических процессов и их последствий для резервуара и вышележащих пород, как по технологическим причинам, так и по соображениям эффективности хранения.

Библиография

1. J.M. Ketzer, R. Iglesias, S. Einloft, J. Dullius, R. Ligabue, V. de Lima, Water–rock–CO₂ interactions in saline aquifers aimed for carbon dioxide storage: Experimental and numerical modeling studies of the Rio Bonito Formation (Permian), southern Brazil, Applied Geochemistry, Volume 24, Issue 5, 2009, Pages 760-767, ISSN 0883-2927, <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2009.01.001>.
2. Vorhies, John & Gaines, Robert. (2009). Microbial dissolution of clay minerals as a source of iron and silica in marine sediments. Nature Geoscience. 2. 10.1038/ngeo441.
3. Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С. Прогноз гидрохимических и микробиологических процессов, сопутствующих совместному хранению водорода и метана в подземных условиях // Сборник тезисов конференции "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности", 2022, – С. 354-358.
4. Truche, Laurent & Joubert, Gilles & Dargent, Maxime & Martz, Pierre & Cathelineau, Michel & Quirt, David. (2018). Clay minerals trap hydrogen in the Earth's crust: Evidence from the Cigar Lake uranium deposit, Athabasca. Earth and Planetary Sciences Letters. 493. 10.1016/j.epsl.2018.04.038.
5. Nazina T.N., Abukova L.A., Turova T.P., Babich T.L., Bidzhieva S.Kh., Filippova D.S., Safarova E.A. Microbial diversity and possible activity in aquifers of underground gas storages // Microbiology. - 2021. - Т. 90. - No. 5. - S. 589-600. – DOI 10.31857/S002636562105013X. – EDN CVMXTZ

Химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи. Яковлева А.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, yakovlevaanastasia28@yandex.ru). Научный руководитель: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), соавтор: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)*

Аннотация

В данной работе представлено возможное решение проблемы, связанной с ухудшением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), т.е с ухудшением разработки нефтяных месторождений – кислотная обработка ПЗП. Смысл кислотной обработки заключается в том, что кислота проникает в поры пласта, растворяет часть примесей, которыми они забиты, другую часть «подвешивает» в раствор и выносит обратно.

Ключевые слова

Призабойная зона пласта, вязкоупругая отводящая кислота, проницаемость, кислотная обработка, самоотводящая кислотная система.

Теория

При бурении, в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволевой зоне, проникновением фильтрата бурового и цементного раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа. При наличии в породах трещин может проникать в пласт и твердая фаза буровых растворов. При гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине [6]. Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно, если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект. Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП за счет прохождения фильтрата в пласт; частичного проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др. [10].

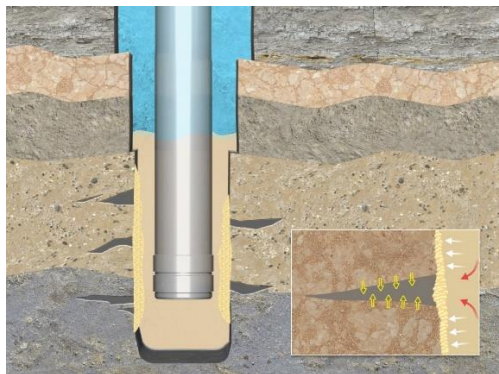


Рисунок 5. Призабойная зона пласта

Кислотные обработки скважин предназначены для улучшения проницаемости призабойной зоны, что напрямую влияет на продуктивность скважин. В процессе разработки и эксплуатации скважины проницаемость пласта неизбежно ухудшается. На коллекторские свойства призабойной зоны пласта оказывают влияние естественные процессы коагуляции, выпадение асфальтосмолопарафинов (АСПО), образование солей, глинистых и цементных корок, коррозионных отложений [8]. Кислотные обработки скважин, в том числе, соляно-кислотные и глино-кислотные увеличивают проницаемость призабойной зоны, восстанавливая ее коллекторские свойства за счет растворения солей и АСПО, карбонатных и силикатных компонент породы-коллектора и расширения каналов фильтрации. Кислотные обработки скважин применяются как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах [2].

Промывка скважин растворителями и ПАВ может применяться как в качестве самостоятельной операции, так и в качестве вспомогательной в сочетании с кислотной обработкой скважин. Основной целью промывки скважин является удаление АСПО и механических примесей из призабойной зоны скважины.

Принцип действия растворителей основан на двух механизмах: снижении сил сцепления частиц АСПО с поверхностью породы и непосредственном растворении массы АСПО. В результате происходит очистка призабойной зоны и улучшается гидравлическая связь скважины с удаленной частью пласта [1]. Для очистки скважин применяются как индивидуальные органические растворители, так и многокомпонентные составы. Наибольшей эффективности можно добиться горячей промывкой скважин, нагревая растворители перед закачкой или подавая растворители вместе с паром. Действие ПАВ, подаваемых в пласт в виде водных растворов, основано на адсорбции ПАВ на поверхности раздела фаз, что приводит к существенному изменению молекулярно-поверхностных свойств породы, пластовой воды и нефти. Функциями ПАВ являются стимулирование смачивающей способности вытесняющей воды; снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода; вытеснение нефти с поверхности породы. Механизм действия ПАВ при вытеснении нефти водой заключается в уменьшении капиллярного сопротивления движению водонефтяной смеси и трансформации связанной (с породой) нефти в свободную. При использовании в призабойной зоне пласта растворов ПАВ проявляются их отмывающие и гидрофобизирующие свойства. Это способствует не только очистке призабойной зоны от примесей, но и увеличению скорости и полноты вытеснения воды нефтью из ПЗП. [3]

Исходя из всего вышеперечисленного, решение об использовании метода кислотной обработки призабойной зоны пласта, является самым рентабельным и

действенным. В кислоте сульфиды железа, оксид железа почти не растворяется, поэтому возможно уксусную кислоту где-то 10% водного раствора [4].

Возможно использовать смесь уксусной кислоты (сухую или ледяную) с маслом т. е. 100%-ную, можно применять в смеси с нефтью [9].

При проектировании дизайна кислотных обработок необходимо обоснованно рассчитывать скорость закачки реагентов, объем кислотного состава, объем самотоклоняющиеся кислотной системы (СКС), количество циклов закачки рабочих жидкостей для прогноза продуктивности скважины после обработки и оценки ожидаемой прибыли за счет проведения кислотной обработки [7]. Такой прогноз возможен на основе математического моделирования процесса кислотного растворения неоднородных карбонатных коллекторов с применением СКС. При создании математической модели фильтрации кислотного состава на основе вязкоупругих ПАВ необходимо численно охарактеризовать происходящую химическую реакцию на основе экспериментальных данных и корреляционных зависимостей по кинетике реакции, реологии СКС. При этом эффективность кислотной стимуляции во многом зависит от скорости массопереноса и кинетики поверхностной реакции между кислотой и карбонатной породой. Определение константы скорости и порядка реакции растворения известняка в СКС является актуальной задачей. [5]

Кислотная обработка скважин

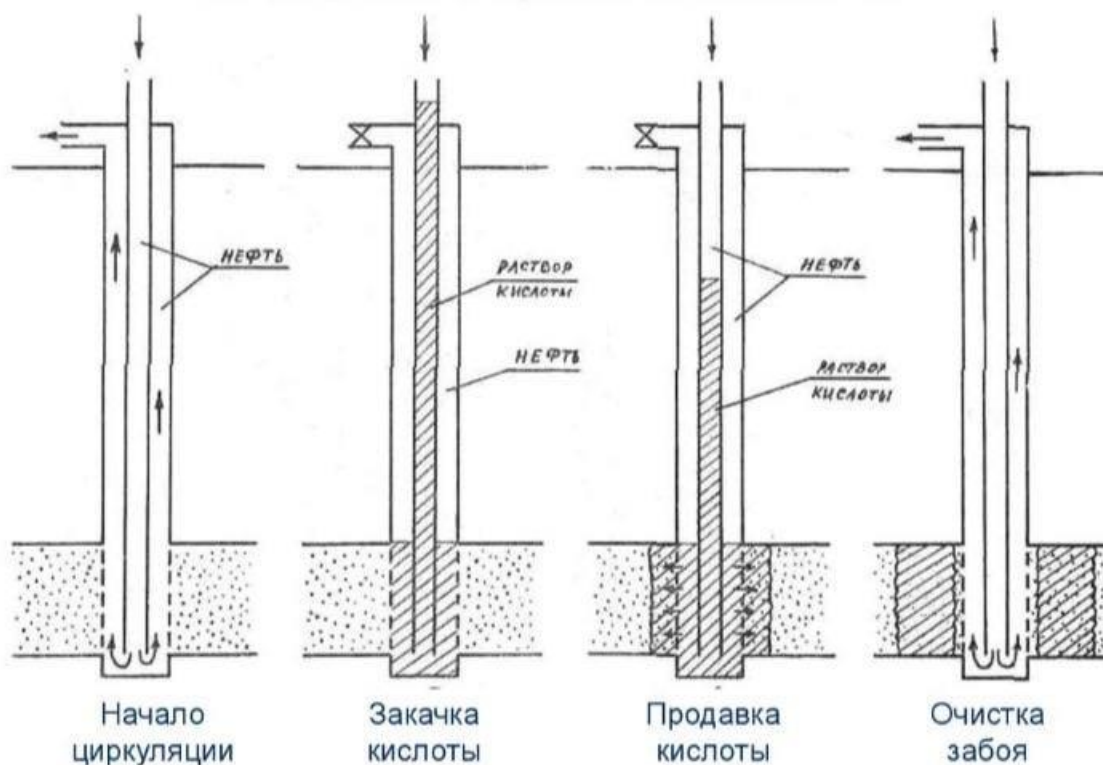


Рисунок 6. Схематичное изображение химической обработки ПЗП

Выводы

Исходя из написанного в тезисе, проблема ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта существенно ухудшает разработку нефтяных месторождений. Описанный метод кислотной обработки вязкоупругой самоотводящей кислотой позволяет восстановить первоначальную проницаемость пласта.

Библиография

1. Воропаев Ю.А. Мацко А. В. Заканчивание скважин: практикум – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 155 с.
2. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 271-274. – EDN FZBSYP.
3. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи / В. А. Петина, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции : СБОРНИК ТЕЗИСОВ КОНФЕРЕНЦИИ, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования "Международный институт компьютерных технологий", 2022. – С. 342-346. – EDN XDTKRQ.
4. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении (ХМАО). НИ ТПУ, 2016.
5. Курамшина, Э. Р. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии / Э. Р. Курамшина, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 212-214. – EDN WNQNYV.
6. Проектирование цементных растворов для глубоких, высокотемпературных наклонно-направленных скважин / Е. В. Орленкова, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7(127). – С. 50-52. – EDNOTONJA.
7. Разработка технологии сепарации газа от грунтовых вод в стволе скважины - SerGas / Д. А. Савинских, А. М. Машкова, Б. А. Овезов [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 283-286. – EDN MHBTKN.
8. Савинских, Д. А. Изучение и анализ эффективности технологии оснащения скважин умной двойной концентрической лифтовой колонной / Д. А. Савинских, Б. А. Овезов, Н. В. Соловьев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 25 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 77-80. – EDN OOMIQJ.

9. Технология кислотной обработки призабойной зоны пласта / А. Д. Румянцев, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 279-282. – EDN IDSNA G.
10. Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре / Е. В. Орленкова, А. М. Машкова, К. О. Щербакова [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 267-270. – EDN JAPDBY.

О добыче водорода из недр Земли в России. Яраханова Д.Г. (Казанский федеральный университет, dilyara.yar@mail.ru)

Аннотация

На замену нефтегазовому веку приходит водородная эпоха. Перспективным замещением нефти и газа является добыча природного водорода.

Выбросы водорода из недр Земли являются энергией, которая многократно превышает потребности человечества. Создание уникальных технологий добычи водорода напрямую из недр позволит отечественным учёным сохранить первенство в этой области на практике, а экономика России соответственно совершит рывок вверх.

Ключевые слова

Водород, недра, добыча, водородная эпоха, нефтегазовый век

Теория

Идею существования месторождений водорода и целесообразности его добычи много лет отстаивали российские учёные такие как: А.А. Маракушев, Ф.А. Летников, В.И. Вернадский, В.Н. Ларин, В.Л. Сывороткин, В.П. Полеванов.

О добыче водорода уже как о конкретном проекте ещё в 1980-е годы начал писать автор гипотезы изначально гидридной Земли – В.Н. Ларин. В зонах выходов водорода в рельефе Земли образуются весьма характерные для проседания структуры в виде тарелок, диаметры которых варьируют от 100 метров до нескольких километров (Рисунок 1).

А затем В.Л. Сывороткин выдвинул теорию водородного разрушения озоносферы из-за выбросов водорода (Рисунок 2).



Рисунок 1. Водородные круги на полях [1].

Идеи отечественных учёных были внедрены в Австралии, где уже два года ведётся разведка водородных месторождений. После чего и в России 23 марта 2022 года Роснедра признали водород природным ископаемым.

В ядре нашей планеты сконцентрировано огромное количество водорода (в виде гидридов металлов), который вырывается на поверхность в местах тектонических разломов.



Рисунок 2. Воронки дегазации водорода на юго-востоке Рязанской области [2].

По мнению министра Евразийской экономической комиссии по интеграции и макроэкономике, академика РАН Сергея Глазьева (возглавляет в академии совет по комплексным проблемам евразийской экономической интеграции, модернизации, конкурентоспособности и устойчивому развитию) - именно в местах этих разломов можно дёшево добывать водород и в России таких потенциальных точек составляет около двух тысяч.

По данным С.Глазьева приоритетной и потенциальной областью добычи водорода является Воронежская, где ежегодно выделяется 3 млн. тонн водорода.

Надо отметить, что по оценкам сотрудников Института физики Земли РАН порядка 500 млрд. тонн водорода в год выбрасываются из глубин планеты.

С.Глазьев считает необходимым коммерциализировать добычу водорода напрямую из недр, создать соответствующие технологии и нормативно-правовую базу [3, 4].

Выводы

Таким образом, энергетические дары Земли в виде выбросов водорода многократно перекрывают потребности всего человечества. А добыча водорода напрямую из недр является новой и перспективной идеей в науках о Земле, которая способствует сконцентрировать наработки в самых разных областях этой сферы и позволит отечественным учёным сохранить первенство в развитии водородной эпохи на благо России.

Библиография

1. В.Ларин, Н.Ларин, А.Никонов, В.Згонник [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://worldcrisis.ru/pictures/2233243/real_dream_1.png (дата обращения: 23.01.2023).
2. В.Л. Сывороткин [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://taboo.su/drugietemy/rasshirenje-zemli/449-obnaruzhena-degazatsiya-vodoroda-v-tsentralkh-rajonakh-russkoj-platformy.html> (дата обращения: 26.01.2023).
3. Сергей Глазьев предложил правительству добывать водород из недр Земли [Электронный ресурс] // РБК. - Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/28/11/2021/61a0c1549a794707de181487> (дата обращения: 27.01.2023).
4. Экс-советник Путина предложил новый способ добычи водорода [Электронный ресурс] // Уралинформбюро. - Режим доступа: <https://www.uralinform.ru/news/economy/346448-eks-sovetnik-putina-predlozil-novyj-sposob-dobychi-vodoroda/> (дата обращения: 27.01.2023).

Секция №9. Общественные методы решения горно-геологических задач.

Расчетное обоснование поинтервального взаимодействия боковой поверхности крепи со стенками вертикальной выработки. Гончаров Я.А.* (МГРИ, Gonch.Flex@mail.ru), Халиков А.М. (МГРИ, halikov-artem02@mail.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru)

Аннотация

Проходка выработки в породах, склонных к обрушению, производится с последующим креплением стенок ствола выработки.

В данном сообщении приведено теоретическое обоснование применения метода, предусматривающего чередование закреплённых и свободных от закрепления участков ствола выработки. Такой прием позволяет обеспечить устойчивое состояние стенок выработки при минимальных затратах. Получено выражение для определения длины участка закрепления.

Ключевые слова

Поинтервальное взаимодействие, призма обрушения, крепь, вертикальная выработка.

Теория

Предположим, что вертикальная выработка пересекает j -ый слой пород мощностью h_j , обладающих сцеплением C , удельным весом γ_j и углом внутреннего трения φ_j . При достижении участком ствола выработки, свободного от закрепления, определённой длины происходит нарушение равновесия пород в стенках выработки в виде оползающей в свободное пространство призмы обрушения, геометрические параметры которой соответствуют физико-механическим свойствам пород, слагающих рассматриваемый слой геологического разреза. Именно в этом случае выработанное пространство нуждается в искусственном подкреплении. [2]

Для обоснования длины участка, требующего закрепления, за основу будем принимать следующие допущения теории Ш. Кулона:

- 1) поверхность скольжения призмы обрушения плоская;
- 2) угол поверхности плоскости скольжения θ к горизонту всегда больше угла естественного откоса.

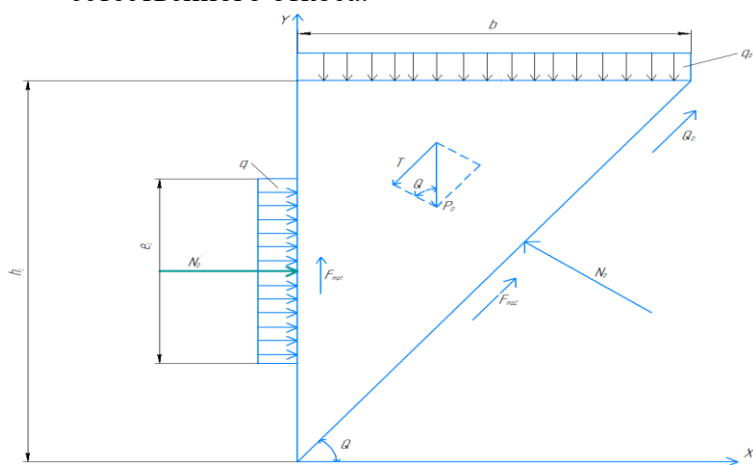


Рисунок 1. Схема сил, действующих на призму обрушения.

Как следует из расчётной схемы, изображенной на рис. 1, сила T стремится сдвинуть призму в сторону обнажения массива выработки. Сила T является составляющей суммарной силы тяжести P_0 , складывающейся из веса призмы обрушения G и веса вышележащих слоев пород G_0 , которые моделируются равномерно распределенной нагрузкой интенсивностью q_0 . [4]

Ей будет противодействовать сила сопротивления пород сдвигу Q_0 и силы трения, возникающие на контакте плоскости скольжения призмы в массиве – $F_{тр2}$ и при взаимодействии вертикальной стенки призмы с поверхностью крепи – $F_{тр1}$, которая в свою очередь имитируется нагрузкой интенсивностью q , равномерно распределенной на интервале l_j , длину которого следует определить. [3]

Первоначально находим силы, действующие на призму обрушения.

Вес вышележащих слоев может быть найден по формуле:

$$G_0 = q_0 \cdot h_j \cdot ctg \theta, \quad (1)$$

где θ - угол наклона плоскости скольжения к горизонту;

j - порядковый номер рассматриваемого слоя пород ($j = n + 1$),

где n – порядковый номер предыдущего слоя.

Вес призмы обрушения может быть вычислен по формуле:

$$G = \gamma_j \cdot \frac{h_j^2}{2} \cdot ctg \theta \quad (2)$$

Суммарная сила тяжести равна:

$$P_0 = G + G_0 \quad (3)$$

Сдвигающая призму сила T в соответствии с расчетной схемой может быть выражена так:

$$T = P_0 \cdot \sin \theta \quad (4)$$

Сила сопротивления пород сдвигу, действующая в плоскости скольжения призмы, определяется как:

$$Q_0 = \frac{ch_j}{\sin \theta} \quad (5)$$

Сила трения $F_{тр1}$ может быть записана в виде:

$$F_{тр1} = F'_{тр1} + F''_{тр1}, \quad (6)$$

где $F'_{тр1}$ - сила трения, возникающая на контакте вертикальной стенки призмы обрушения с боковой поверхностью крепи под действием силы тяжести;

$F''_{тр1}$ – сила трения, возникающая на контакте вертикальной стенки призмы, обрушения под действием прижимающей крепь поперечной нагрузки.

Каждая составляющая формулы (6) определяется соответственно:

$$F'_{тр1} = N'_0 \cdot f_0, \quad (7)$$

где N'_0 - нормальная реакция крепи на призму обрушения;

f_0 - коэффициент трения пары «порода – крепь».

Для определения N'_0 рассмотрим призму обрушения в равновесии. Спроектируем все действующие силы на горизонтальную ось Ox и будем иметь:

$$\sum F_{kx} = 0; \quad N'_0 - T \cos \theta - \frac{N_0}{\sin \theta} = 0 \quad (8)$$

$$N'_0 = T \cos \theta + \frac{N_0}{\sin \theta}, \quad (9)$$

где N_0 - реакция массива пород, нормальная к плоскости скольжения призмы обрушения, которая равна:

$$N_0 = P_0 \cdot \cos \theta, \quad (10)$$

тогда
$$N'_0 = P_0 \left(\sin \theta \cos \theta + \frac{\sin \theta}{\cos \theta} \right). \quad (11)$$

После подстановки (11) в формулу (7) будем иметь:

$$F'_{\text{тр}1} = P_0 f_0 \left(\sin \theta \cos \theta + \frac{\cos \theta}{\sin \theta} \right) \quad (12)$$

Аналогично определим $F''_{\text{тр}1}$, а именно:

$$F''_{\text{тр}1} = q f_0 l_j \quad (13)$$

Таким образом,

$$F_{\text{тр}1} = f_0 \left[P_0 \left(\sin \theta \cos \theta + \frac{\cos \theta}{\sin \theta} \right) + q l_j \right] \quad (14)$$

Силу трения, возникающую в плоскости скольжения призмы обрушения, можно найти из формулы, имеющей вид:

$$F_{\text{тр}2} = N_0 \operatorname{tg} \varphi_j = P_0 \cos \theta \operatorname{tg} \varphi_j \quad (15)$$

Проектируя все силы, действующие на призму обрушения, на ось, лежащую в плоскости скольжения, получим:

$$T - Q_0 - F_{\text{тр}1} \cdot \sin \theta - F_{\text{тр}2} = 0 \quad (16)$$

С учетом выражений (14) и (15) уравнение (16) примет вид:

$$T - Q_0 - P_0 f_0 \left(\sin \theta \cos \theta + \frac{\cos \theta}{\sin \theta} \right) \sin \theta - f_0 q l_j \sin \theta - P_0 \cos \theta \operatorname{tg} \varphi_j = 0 \quad (17)$$

Решая с учетом результатов (4), (14) и (15) уравнение (17), относительно l_j , получим:

$$l_j = \frac{P_0 \left[\sin \theta - f_0 \left(\sin \theta \cos \theta + \frac{\cos \theta}{\sin \theta} \right) \sin \theta - \cos \theta \operatorname{tg} \varphi_j \right] - \frac{c h_j}{\sin \theta}}{f_0 q \sin \theta}, \quad (18)$$

где $P_0 = q_0 h_j \operatorname{ctg} \theta + \frac{\gamma_j h_j^2}{2} \operatorname{ctg} \theta$, а при условии, что давление от вышележащих слоев может быть определено согласно формуле П. М. Цимбаревича, как

$$q_0 = \sum_{i=1}^n \gamma_i h_i \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta_n}{2} \right), \quad (19)$$

где $i = 1, 2, 3, n$; β_n - угол внутреннего сопротивления пород; γ_i , h_i - соответственно удельный вес и высота i -ого слоя, тогда

$$P_0 = \left[h_j \sum_{i=1}^n \gamma_i h_i \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta_n}{2} \right) + \frac{\gamma_j h_j^2}{2} \right] \operatorname{ctg} \theta \quad (20)$$

После подстановки (20) в (18) окончательно можно записать выражение для определения длины интервала, требующего закрепления:

$$l_j = \frac{\left[h_j \sum_{i=1}^n \gamma_i h_i \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta_n}{2} \right) + \frac{\gamma_j h_j^2}{2} \right] \left[\cos \theta \sin \theta - f_0 (\sin^2 \theta \cos^2 \theta + \cos^2 \theta) - \cos^2 \theta \operatorname{tg} \varphi_j \right] - \frac{c h_j}{\sin \theta}}{f_0 q \sin \theta} \quad (21)$$

А в свою очередь из выражения (21) можно найти высоту слоя, находящегося в устойчивом состоянии, при внешней поддерживающей нагрузке q , распределенной на интервале l_j . Если предположить, что $l_j = k h_j$, где $0 < k < 1$, тогда после преобразований получим:

$$h_j = \frac{2 \left\{ k q f_0 \sin \theta + \frac{c}{\sin \theta} - [\cos \theta \sin \theta - f_0 (\sin^2 \theta \cos^2 \theta + \cos^2 \theta) - \cos^2 \theta \operatorname{tg} \varphi_j] \cdot \sum_{i=1}^n \gamma_i h_i \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta_n}{2} \right) \right\}}{\gamma_j [\cos \theta \sin \theta - f_0 (\sin^2 \theta \cos^2 \theta + \cos^2 \theta) - \cos^2 \theta \operatorname{tg} \varphi_j]} \quad (22)$$

Подсчитаем значение длины интервала закрепления для реального случая, по формуле (21), взяв следующие исходные данные:

$$\begin{array}{lll} \gamma_1 = 0,18 \times 10^5 \text{ Н/м}^3; & h_1 = 10 \text{ м;} & \beta_n = 33^\circ \\ \gamma_2 = 0,22 \times 10^5 \text{ Н/м}^3; & h_2 = 20 \text{ м;} & \beta_n = 38^\circ \\ \gamma_3 = 0,17 \times 10^5 \text{ Н/м}^3; & h_3 = 15 \text{ м;} & \beta_n = 31^\circ \\ \gamma_{j=4} = 0,19 \times 10^5 \text{ Н/м}^3; & h_{j=4} = 10 \text{ м;} & \theta = 43^\circ; f_0 = 0,3. \end{array}$$

Результаты вычисления сводим в табл.1

Таблица 1

$c_1 = 0,105 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$			$c_2 = 0,110 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$		
№ п/п	$q, \text{ Н/м}^2 \times 10^5$	$l_{j=4}, \text{ м}$	№ п/п	$q, \text{ Н/м}^2 \times 10^5$	$l_{j=4}, \text{ м}$
1.	0,1	4,7	1.	0,09	1,1
2.	0,09	5,2	2.	0,05	2,1
3.	0,08	5,8	3.	0,03	3,4
4.	0,06	7,6	4.	0,02	5,1

Используя выше приведённые исходные данные и дополнив их: $q = 0,09 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$; $c = 0,09 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$, по формуле (22), вычислим значения высоты слоя пород, находящегося в устойчивом состоянии, в зависимости от q_0 и для различных значений k . [1]

Результаты расчетов поместим в табл. 2.

Таблица 2

$q_0 = 1,578 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$			$q_{0'} = 1,051 \times 10^5 \text{ Н/м}^2$		
№ п/п	k	$h_{j=4}, \text{ м}$	№ п/п	k	$h_{j=4}, \text{ м}$
1.	0,1	12,2	1.	0,1	17,8
2.	0,3	12,9	2.	0,3	18,6
3.	0,4	13,4	3.	0,4	19,0
4.	0,5	15,6	4.	0,5	19,4

Выводы

1. С увеличением величины прижатия крепи к вертикальной стенке призмы обрушения и изменением значения сопротивления сдвигу пород, слагающих призму, в большую сторону, длина интервала закрепления уменьшается. Характер изменения функции гиперболический.
2. С увеличением длины интервала закрепления и уменьшением глубины расположения рассматриваемого слоя предельная мощность его возрастает.

Библиография

1. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений. М.: Недра. 1994. 270 с.
2. Гольдштейн М.Н. Механические свойства грунтов. М.: Стройиздат. 1973. 375 с.
3. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики М.: Высш. Шк. 1990. 607 с.
4. Турчанинов И.А., Иофис М.А. Основы механики горных пород Л.: Недра. 1989. 488 с.

*Применение программного комплекса для исследования прочностного состояния балочных и рамных инженерных конструкций. Ершов В.А. * (МГРИ, nutron018@gmail.com), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru), Богданов П.В. (МГРИ, bogdanovpv@mgi.ru)*

Аннотация

Известно, что студенты факультета «Технологии разведки и разработки» выполняют курсовую работу «Расчёт пространственной статически неопределимой рамы» по дисциплине «Сопротивление материалов». Поскольку именно балочные и рамные системы широко применяются в качестве расчетных схем для моделирования состояния реальных объектов или элементов инженерных конструкций.

На одном из этапов указанной курсовой работы выполняется решение проектной задачи с целью определения наружного и внутреннего диаметров, а также толщины стенки и осевого момента сопротивления кольцевого поперечного сечения элементов рамной конструкции. Для этого необходимо, прежде всего, раскрыть статическую неопределимость заданной системы. Затем построить эпюры суммарного изгибающего и крутящего моментов, анализ которых позволяет найти положение опасного сечения, где возникает наибольший, найденный по одной из известных теорий (гипотез) прочности, эквивалентный момент. После чего, при известном значении допускаемого напряжения, решается проектная формула, имеющая вид $W \geq \frac{M_{\text{ЭКВ}}}{[\sigma]}$. Правильность решения поставленной задачи проверяется при помощи программного комплекса «LISA FEA».

Ключевые слова

Программное обеспечение (ПО), рама, метод конечных элементов, конечно-элементный анализ, напряжение, геометрические характеристики кольцевого сечения.

Теория

Предположим, дана пространственная статически неопределимая рама (рис.1).

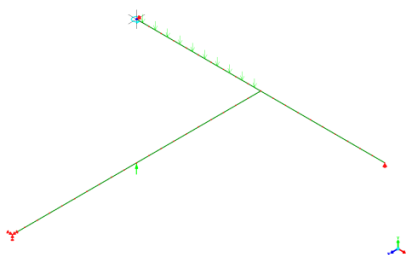


Рисунок 1. Заданная система

К расчету следует принять.

Механические характеристики стали марки Ст.3: предел текучести – $\sigma_T = 240$ МПа, коэффициент запаса по текучести – $n_T = 2$, коэффициент Пуассона – $\mu = 0,25$.

Внешняя нагрузка: $P = 31,5$ кН, $q = 15$ кН/м, $M = 54,15$ кНм, $l = 1,9$ м.

Параметры поперечного сечения стержней рамы: $\delta, D_{\text{ср}}$; $\delta = \frac{1}{20} D_{\text{ср}}$.

Требуется найти из условия прочности минимально допустимые геометрические размеры кольцевого сечения элементов рамы.[1]

Первоначально выполняется построение трёхмерной модели заданной рамы. Этот процесс требует исполнения следующих процедур, а именно: создания узлов (new node) и соединения узлов (new element).

Далее указываются параметры материала, рекомендуемого для изготовления элементов рамы.[4]

Затем принимается произвольное значение среднего диаметра, равное $D_{cp} = 0,4\text{ м}$ и рассчитывается толщина кольцевого сечения с учетом соотношения вида $\delta = \frac{1}{20} D_{cp} = \frac{0,4}{20} = 0,02\text{ м}$.

В результате получаем кольцевое сечение с наружным диаметром $D=0,42\text{ м}$ и толщиной стенки $0,02\text{ м}$.

После чего используются такие опции как, выделение плоскостей и выбор основы, для прочерчивания жёсткой заделки и указания точек приложения внешней нагрузки и самой нагрузки. [2] В результате получается трёхмерная модель заданной системы, показанной на рис.2.

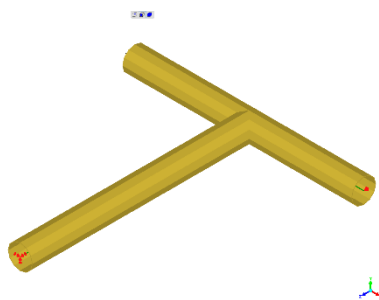


Рисунок 2. Трёхмерная модель заданной системы.

После проведения расчета с помощью ПО получаем возможность оценить распределение напряжений по длине элементов заданной рамной системы. [6]

Анализ графического отображения характера распределения напряжения, показанного на рис.3, позволяет определить положение опасного сечения, в котором возникает наибольшее эквивалентное напряжение, равное $4.414\text{ Е}7\text{ Па}$ ($4,41 \cdot 10^7\text{ Па}$).

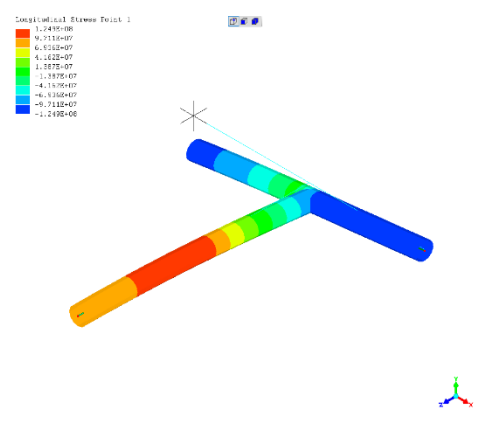


Рисунок 3. Графическое отображение распределения напряжений.

Для выявления закономерности изменения напряжения в зависимости от среднего диаметра кольцевого сечения подставляем значение среднего диаметра в 10 раз меньше чем предварительно выбранное. В связи с чем фактическое напряжение в опасном

сечении рамы составит $4.414 \times 10^{10} \text{ Па}$ ($4,41 \cdot 10^{10} \text{ Па}$). При этом частное от деления полученных значений напряжений $4.414 \times 10^{10} \text{ Па} / 4.414 \times 10^7 \text{ Па} = 1000$ указывает на кубическую зависимость между напряжениями и диаметром кольцевого сечения. [3]

Затем с учетом допускаемого напряжения $[\sigma] = 120 \text{ МПа}$ и наибольшего фактического напряжения равного $\sigma = 4,414 \cdot 10^7 \text{ Па}$ определяется коэффициент пропорциональности следующим образом $(120 \cdot 10^6 / (4,414 \cdot 10^7))^{1/3} = 1,4258$. [5] Это значит, что из условия прочности геометрические размеры кольцевого сечения элементов рамы должны быть в 1,4258 раз меньше предварительно выбранных, то есть значения, указанные в ниже приведенной таблице.

Таблица. Геометрические характеристики кольцевого сечения элементов рамы.

	Значения полученные с применением ПО	Значения полученные без применения ПО
d	0,2665 м	0,2683 м
D _{ср}	0,2805 м	0,2824 м
D _н	0,2945 м	0,2965 м
W	$0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$	$0,84 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$

Выводы

1. Использование программ, подобных LISA FEA, даст студенту возможность проверить свои расчёты в ходе несложных операций.

2. Освоение конечно-элементных пакетов подготовит будущих инженеров к практической работе на современном высокотехнологичном производстве.

3. Ознакомление с МКЭ позволяет расширить научный кругозор обучающихся и закрепить их знания в области математической физики.

Библиография

1. Арсентьев Ю. А. Сборник задач по прикладной механике. Сопротивление материалов. М.: РГГРУ. 2008. 416 с.
2. Владимиров В.С. Уравнения математической физики М., НАУКА, 1976. 315 с.
3. Дербасов А. Н. Практика применения конечно-элементного анализа в преподавании курса «Сопротивление материалов» // Концепт. – 2013. – № 11 (ноябрь).
4. Дербасов А. Н., Ильичев Н. А., Сергеева С. А. Роль конечно-элементных представлений в преподавании курса «Сопротивление материалов» // Концепт. – 2012. – 10 (октябрь).
5. Мишенков Г.В., Самогин Ю.Н., Чирков В.П. Метод конечных элементов в курсе сопротивления материалов М: ФИЗМАТЛИТ. 2015. 326 с.
6. Сьярле Ф. Метод конечных элементов для эллиптических задач М.: Мир. 1980. 243 с.

Осевая устойчивость обсадных труб из полимерных материалов и способы ее сохранения. Иванов А.Г.* (АО «ВНИПИПромтехнологии», Ivanov.A.G@vnipt.ru), Арсентьев Ю. А. (МГРИ, larsentev1956@yandex.ru), Назаров А.П. (МГРИ, nazarovap@mgri.ru), Иванов Д.А. (Компания «Везерфорд», dexoyse@ya.ru)

Аннотация

В сообщении проанализирован один из факторов, влияющий на целостность эксплуатационных колонн технологических скважин подземного выщелачивания урана. Доказано, что обеспечение осевой устойчивости колонн является одним из приоритетных направлений сохранения их целостности. Изложена практика применения вязкоупругих смесей для изоляции устьев скважин и поддержания прямолинейной формы колонн. Предложен материал для формирования вязкоупругой смеси.

Ключевые слова

технологические скважины, полимерные обсадные трубы, устойчивость обсадных труб, устье скважин, способ фиксации устья.

Теория

Устойчивость эксплуатационных колонн (ЭК) из полимерных обсадных труб – важнейший фактор обеспечения сохранения герметичности резьбовых соединений обсадных труб при эксплуатации скважин [2]. Потеря осевой устойчивости приводит к изгибам эксплуатационных колонн. Для труб ПНД это происходит к разрушению резьбовых соединений, для труб НПВХ – к разрушению муфтовой части резьбы. Образцы таких разрушений приведены на рис. 1.

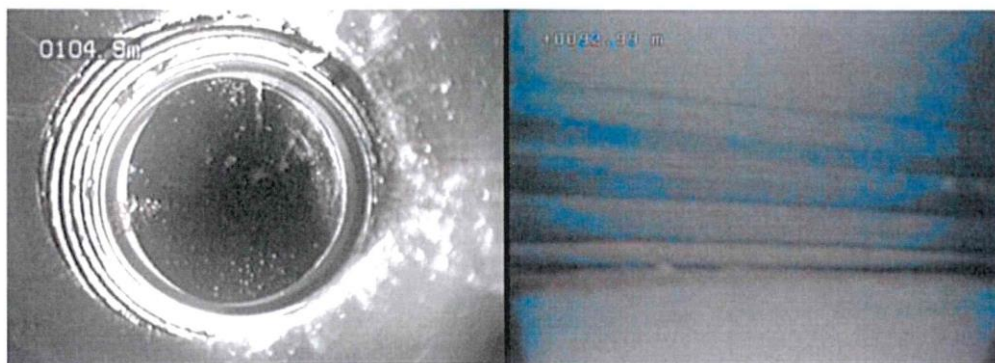


Рисунок 1. Разрушение резьбового соединения труб ПНД из-за потери осевой устойчивости.

Разрушение резьбового соединения труб НПВХ 140х10 на глубине 60 м приведено на рис 2.



Рисунок 2. Разрушение резьбового соединения труб НПВХ на глубине 60 м.

Авторами была рассмотрена модель потери устойчивости полимерных обсадных труб и разработана методика расчета осевой устойчивости, приведенная ниже.

Расчет на устойчивость выполняется для условий, когда верхний участок колонны на устье скважины не закреплен и находится в открытом стволе скважины, не заполненной буровым раствором, а нижний участок жестко заделан. Исходя из анализа действия силы собственного веса, следует, что верхний незакрепленный участок эксплуатационной колонны, подобно длинному стержню, изогнется, при условии превышения критической нагрузки, по плоской синусоидальной кривой линии с длиной полуволны L_1 . Уравнение изогнутой оси данного участка колонны, отвечающее граничным условиям: $x=0, y=0, y''=0$; $x=L, y=0, y''=0$, имеет вид $y = f \cdot \sin \frac{\pi x}{L}$. В результате выполненных расчетов получена формула для определения критического значения длины верхнего не закрепленного участка колонны, изгиб которого происходит под воздействием собственного веса:

$$L = L_{кр} = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{q}} \quad (1)$$

где E – модуль упругости материала труб, МПа; J – осевой момент инерции площади поперечного сечения трубы, m^4 ; q – вес 1 м труб, Н.

Осевой момент инерции определяется по формуле

$$J = \frac{\pi D_H^4}{64} \left[1 - \left(\frac{D_{вн}}{D_H} \right)^4 \right] \quad (2)$$

где: $D_H, D_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры трубы, м.

Как следует из приведенных рассуждений, определяющим фактором для определения осевой устойчивости полимерных обсадных труб является модуль упругости материала, из которого они изготовлены, и толщина стенки трубы. Исходя из этого, наиболее предпочтительными для сооружения скважин являются трубы НПВХ, модуль упругости которых более чем в 3 раза превышает этот показатель для труб ПНД. Поэтому при выборе поставщика труб НПВХ одного сортамента в качестве определяющего показателя следует ориентироваться не только на их стоимость, но, и прежде всего, на модуль упругости материала труб [4].

Проведённый анализа состояния эксплуатационной колонны показал, что на интервал 50 - 100 м приходится 38,4%, на интервал 100 - 150 м – 38,2%, а на интервал 150 - 190 м – 11,5% нарушений целостности колонны, причиной которых является

переход на криволинейную форму устойчивого равновесия колонны при изменении условий закрепления её верхнего участка. Нарушения целостности колонн в интервале 0 – 50 м связаны со смятием труб при замерзании льда в заколонном пространстве [1].

Величина критической силы, при которой сохраняется устойчивой прямолинейная форма равновесия эксплуатационной колонны, зависит от способа закрепления верхнего и нижнего её участков. В связи с этим следует отметить, что, освобождая верхней участок колонны от закрепления, путём снятия хомута, колонна приобретает синусоидальную форму с длиной полуволны, зависящей от диаметра ствола скважины, типоразмера применяемых обсадных труб и длины незакрепленного участка. А изменение устойчивости первоначальной формы равновесия колонны сопровождается проявлением нарушений её целостности, в виде разгерметизации резьбового соединения обсадных труб.

При этом выполнение каких-либо работ по фиксации верхнего участка колонны при снятом хомуте будет лишней затратой материалов и времени.

Потеря осевой устойчивости происходит при снятии эксплуатационной колонны под действием осевой нагрузки, возникающей от действия веса труб обсадной колонны. В зависимости от длины незакрепленного на устье участка колонны нагрузка на расчетный участок колонны Q_k рассчитывается по формуле вида

$$Q_k = q \cdot L, \quad (3)$$

где: q – вес 1 м обсадных труб, кг; L – длина не закрепленного на устье участка эксплуатационной колонны, низ которой зафиксирован в верхнем интервале материала гидроизоляции, м.

Исходя из вышеприведенного следует, что:

1. Применение разделительных устройств любого типа для оборудования устьев технологических скважин при снятой с хомута эксплуатационной колонне недопустимо (резиновые манжеты, жгуты, прочие виды набивок).

2. Применение крышек любого типа, устанавливаемых между кондуктором и верхним участком колонны бессмысленно по причине низкого среднегодового количества осадков, которые поступают в скважину с дальнейшим формированием слоистой структуры льда.

3. Оборудование устья технологической скважины должно производиться до снятия колонны с хомута в интервале от устья до глубины не менее 2 м ниже башмака кондуктора скважины материалом, обладающим следующими свойствами:

- пластичностью для компенсации всех видов ударных и температурных нагрузок;
- сцеплением с материалом эксплуатационной колонны, достаточным для удержания ее на весу для поддержания осевой устойчивости;
- химстойкостью к воздействию рабочих растворов и растворов, используемых при проведении ремонтно-восстановительных работ;

- способностью к длительному сроку эксплуатации (с возможностью пополнения по мере его усадки в процессе эксплуатации) и другие.

Авторами проработаны различные виды смесей, приобретающих физико-механическое состояние в виде расширяющихся вязкоупругих композитных смесей. В результате была выработана смесь на основе водного раствора золы-уноса с добавкой однокомпонентной полиуретановой влагоотверждаемой смолы типа «Аквидур ЭСП» российского производства [3].

На основании выполненных работ авторами сделаны следующие основные выводы:

1. Определены требования к способу оборудования устьев технологических скважин СПВ урана, сооруженных с использованием полимерных обсадных труб в условиях криолитозоны при низких статических уровнях пластовых вод.

2. Рассмотрены виды нагрузок, действующих на различные участки эксплуатационной колонны в интервале криолитозоны.

3. Выполнен анализ приуроченности нарушений герметичности эксплуатационных колонн к глубине скважин в интервале криолитозоны.

4. Выполнены лабораторные работы по определению физико-механических свойств композитного материала на основе воды, золы-уноса и однокомпонентной полиуретановой гидроактивной смолы «Аквидур ЭСП».

5. На основании выполненных работ даны рекомендации по применению полученного композитного материала для оборудования устьев технологических скважин СПВ урана в условиях криолитозоны.

Библиография

1. Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Забайкин Ю.В., Иванов А.Г. О расчете эксплуатационных колонн из полимерных материалов для условий многолетнемерзлых пород. М., Оптимус, Актуальные проблемы и перспективы развития экономики: российский и зарубежный опыт. Научное обозрение. Выпуск №21 (март 2019), с.27 – 32.

2. Геотехнология урана (российский опыт): монография/ Под ред. И.Н. Солодова, Е.Н. Камнева. – М.: «КДУ», «Университетская книга», 2017. – 576 с.

3. Глухов А.В., Ермоленко С.И., Иванов Д.А., Иванов А.Г. Способ гидроизоляции заколонного пространства скважин и состав тампонажной смеси для его осуществления. Патент РФ №2726086, 2019г.

4. Иванов А.Г., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Калиничев В.Н. Особенности применения полимерных обсадных труб при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана. Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка», 2019, №4. – с. 50-57.

Расчет контактного давления на эксплуатационную колонну полимерных обсадных труб в условиях криолитозоны. Иванов Д.А. * (Компания «Везерфорд», dexoyse@ya.ru), Арсентьев Ю.А., (МГРИ, arsentievia@mgri.ru)

Аннотация

В данном сообщении приведена методика определения величины контактного давления, действующего на поверхность эксплуатационной колонны полимерных обсадных труб, используемых при сооружении технологических скважин в криолитозоне. Результаты решения поставленной задачи позволили выявить рациональную конструкцию скважин, обеспечивающую выполнение условия поперечной устойчивости колонны труб, и гарантировать безаварийную работу скважины в условиях ММГП.

Ключевые слова

Технологическая скважина, криолитозона, эксплуатационная колонна, ледяная пробка, контактное давление.

Теория

Опыт применения скважинного подземного выщелачивания в условиях криолитозоны на месторождениях Хиагдинского рудного тела указывает на необходимость внесения изменений в конструкцию технологических скважин, обеспечивающих их эффективную и безаварийную эксплуатацию с учетом особенностей геологического разреза, к которым можно отнести: наличие деятельного слоя мощностью до 6 м; интервала криолитозоны мощностью 65-95 м; базальтовый напорный водоносный горизонт на глубинах 90-115 м (напор составляет 15-20 м), характеризующийся катастрофическими потерями буровых растворов при сооружении скважин[1]. Причем последняя из указанных особенностей исключает выполнение работ по гидроизоляции заколонного пространства сооружаемых скважин в интервале ММГП, поскольку любой материал гидроизоляции не поднимается в эту зону. В результате участок эксплуатационной колонны остается незафиксированным, т.е. с наличием кольцевого зазора между колонной и стенками скважины. А попадание в образовавшийся зазор воды любого типа (или рабочих растворов) в интервале многолетнемерзлых пород приводит к ее замерзанию и возникновению сминающих нагрузок с последующей потерей поперечной устойчивости колонны. При этом попадание воды может происходить различными путями: поверхностные воды по межтрубному пространству, между эксплуатационной колонной и кондуктором, талые и воды деятельного слоя из-под башмака кондуктора и пр. При этом могут формироваться пробки из льда, имеющего различную структуру в зависимости от скорости поступления воды в заколонное пространство. Опасная ситуация возникает при формировании ледяной пробки или ледяного стакана сплошной кристаллической структуры при спокойном замерзании большого объема воды. Такой процесс формирования ледяной пробки или ледяного стакана сопровождается увеличением объема льда на 9% по сравнению с исходным объемом воды. В зависимости от величины кольцевого зазора между стенками скважины и эксплуатационной колонной возникающее контактное давление может превысить критическое значение, принятое для обсадных труб применяемой номенклатуры [4], что приведет в дальнейшем, к потере поперечной устойчивости (смятию) труб.

В связи с этим при выборе конструкции скважины важно знать допустимую максимальную величину кольцевого зазора, при котором величина контактного давления от замерзающей воды не превысит критического значения давления смятия для

конкретного типа труб эксплуатационной колонны [2]. Эта расчетная величина является определяющей при проектировании конструкции скважины и, прежде всего, для выбора диаметра скважины в исследуемом интервале многолетнемерзлых пород.

Наиболее опасной ситуацией в практике эксплуатации скважин является замерзание воды в заколонном пространстве при отсутствии ее внутри колонны. Для определения фактического значения давления смятия или контактного давления p_n рассмотрим схему взаимодействия выделенного элемента трубы с ледяным стаканом, происходящего в пределах интервала ММГП, показанную на рис. 1.

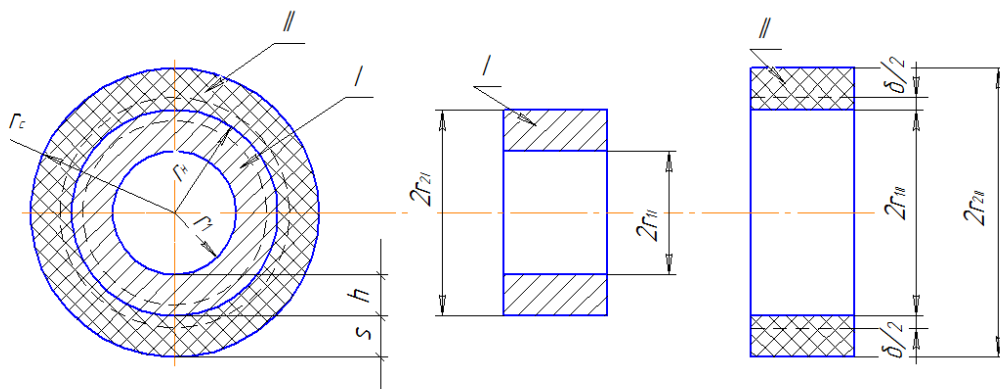


Рис.1. Схема взаимодействия трубы НПВХ с ледяным стаканом: 1 – труба НПВХ; 2 – ледяной стакан.

Предположим, что после превращения воды в заколонном пространстве в ледяной стакан, наружный радиус трубы и внутренний радиус ледяного стакана становятся одинаковыми, то очевидно, что сумма абсолютных величин радиальных перемещений обоих цилиндров на радиусе поверхности контакта, вызванных контактным давлением, должна быть равна половине деформации стенки ледяного стакана, которая будет определяться как $\delta = 0,09s$ [1].

$$|U_I| + |U_{II}| = \frac{\delta}{2}. \quad (1)$$

Так как величина δ весьма мала по сравнению с размером радиуса поверхности контакта, то при вычислении перемещений будем считать, что $r_{2I} = r_{1II} = r_n$.

Обозначим через $k_1 = \frac{r_1}{r_n}$ отношение внутреннего радиуса трубы к радиусу поверхности контакта, а через $k_2 = \frac{r_n}{r_c}$ отношение радиуса поверхности контакта к радиусу скважины.

Причем радиус поверхности контакта равен наружному радиусу трубы.

Искомое контактное давление p_n будет наружным для трубы и внутренним для ледяного стакана. Абсолютную величину радиального перемещения трубы на контактной поверхности найдем по формуле

$$|U_I| = \frac{r_n}{E_{тр}} \left(\frac{1 + k_1^2}{1 - k_1^2} - \nu_{тр} \right) p_n, \quad (2)$$

а для ледяного стакана по формуле

$$|U_{II}| = \frac{r_H}{E_L} \left(\frac{1 + k_2^2}{1 - k_2^2} + \nu_L \right) p_H, \quad (3)$$

где: $E_{тр}$, E_L – модуль Юнга соответственно материала трубы и льда; $\nu_{тр}$, ν_L – коэффициенты Пуассона соответственно материала трубы и льда.

Подставляя значения перемещений (2) и (3) в уравнение (1), получим

$$\frac{r_H}{E_{тр}} \left(\frac{1 + k_1^2}{1 - k_1^2} - \nu_{тр} \right) p_H + \frac{r_H}{E_L} \left(\frac{1 + k_2^2}{1 - k_2^2} + \nu_L \right) p_H = \frac{\delta}{2}. \quad (4)$$

Решая уравнение относительно контактного давления p_H , имеем

$$p_H = \frac{\frac{\delta}{2}}{\frac{r_H}{E_{тр}} \left(\frac{1 + k_1^2}{1 - k_1^2} - \nu_{тр} \right) + \frac{r_H}{E_L} \left(\frac{1 + k_2^2}{1 - k_2^2} + \nu_L \right)}. \quad (5)$$

Тогда после простейших преобразований выражение (5) принимает окончательный вид

$$p_H = \frac{0,045(r_c - r_H)E_{тр}}{r_H \left[\left(\frac{r_H^2 + r_1^2}{r_H^2 - r_1^2} - \nu_{тр} \right) + \frac{E_{тр}}{E_L} \left(\frac{r_c^2 + r_H^2}{r_c^2 - r_H^2} + \nu_L \right) \right]}. \quad (6)$$

Далее воспользуемся выражением (6) для определения фактического значения контактного давления для различных конструкций скважин, а результаты расчета приведем в таблице.

Таблица Контактное давление p_H , МПа для труб НПВХ 140 x 10

Номер конструкции скважины	D _{скв} , мм	$\nu_{тр} = 0,36$	
		$E_{тр} = 2500$ МПа С модификатором	$E_{тр} = 2000$ МПа Без модификатора
1	254	7,39	6,58
2	197	2,93	2,67
3	190,5	2,46	2,25
4	171,4	1,20	1,12
Критическое контактное давление $p_{кр}$		2,86	2,28

* $E_L = 900$ МПа; $\nu_L = 0,3$

При этом величина критического давления $p_{кр}$ определяется по формуле вида [3]

$$p_{кр} = \frac{E_{тр} h^3}{4(1 - \nu^2) R^3}, \quad (7)$$

где: h - толщина стенки трубы, мм; R - средний радиус трубы, мм.

По результатам расчета построим график зависимости величины контактного давления p_H от величины кольцевого зазора s , показанный на рис.2.

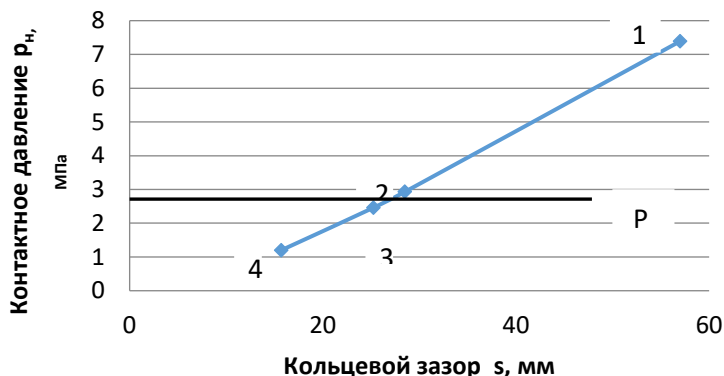


Рис.2. График зависимости величины контактного давления p_n от величины кольцевого зазора s : а) – при $E_{тр} = 2500$ МПа .

Выводы

1. Величина контактного давления p_n с увеличением кольцевого зазора s возрастает.
2. Характер изменения величины контактного давления в зависимости от кольцевого зазора подчиняется закону прямой линии.
3. Точка пересечения графика $p_n=f(s)$ и прямой, соответствующей величине критического контактного давления $p_{кр}$, определяет максимально допустимую величину кольцевого зазора между стенками ствола скважины и эксплуатационной колонной.
4. Конструкции скважин под номерами 2, 3 и 4, предусматривающие использование модифицированных труб НПВХ могут быть рекомендованы в производство.

Библиография

1. Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Забайкин Ю.В., Иванов А.Г. О расчете эксплуатационных колонн из полимерных материалов для условий многолетнемерзлых пород. Актуальные проблемы и перспективы развития экономики: российский и зарубежный опыт. Научное обозрение. Выпуск №21. – М.: ООО ИПЦ «Маска», 2019. – с. 27-32.
2. Геотехнология урана (российский опыт): монография/ Под ред. И.Н. Солодова, Е.Н. Камнева. – М.: «КДУ», «Университетская книга», 2017. – 576 с.
3. Железняк И.И., Стетюха В.А. Расчет трубы из полимерного материала под действием внешней нагрузки в скважине в массиве многолетнемерзлых пород // Известия УГГУ. – 2018. Вып. 3 (51). С. 121-125.
4. Иванов А.Г., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Калинин В.Н. Особенности применения полимерных обсадных труб при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана. Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка», 2019, №4. – с. 50-57.

*Цифровые компетенции при организации учебного процесса по дисциплине «Теоретическая механика». Иванова Е.В. * (Российский университет транспорта (МИИТ), elenaivanova-01@mail.ru), Коротаев Д.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, korotaevd99@mail.ru)*

Аннотация

Цифровая трансформация образования вносит коррективы в образовательную деятельность. В процессе обучения будущие выпускники должны приобретать не только профессиональные, но и цифровые компетенции. Начиная с базовой инженерно-технической подготовки необходимо формировать указанные компетенции. В данной статье на примере дисциплины «Теоретическая механика» показаны методические подходы, которые позволят приобрести цифровые компетенции на примере практических занятий.

Ключевые слова

Цифровая компетенция, рабочая программа, теоретическая механика, практико-ориентированные задания, цифровые инструменты.

Введение

В настоящее время происходит активное внедрение различных цифровых инструментов и технологий в естественный рабочий цикл профессий, связанных с добычей полезных ископаемых (например, цифровые двойники объектов). Для того, чтобы выпускник соответствовал всем требованиям профессионального стандарта, необходимо уже начиная с первого курса базовой инженерно-технической подготовки проводить занятия с учетом современных тенденций. Перед преподавателями стоят важные задачи, которые заключаются в том, что будущий выпускник должен освоить дисциплину, научиться применять теоретические знания для реальных профессиональных задач и при этом получить дополнительные цифровые компетенции.

С внедрением цифровизации [1, 6, 7, 9] требуется изменить не только методические аспекты освоения дисциплины, но и многие целевые установки, которые позволят будущим выпускникам обладать цифровыми компетенциями. Одна из главных проблем – это недостаток практико-ориентированных технологий обучения и активного внедрения различных элементов цифровизации в образовательный процесс при освоении дисциплины на аудиторных и внеаудиторных занятиях.

Практико-ориентированные образовательные технологии позволяют [2]: формировать системное мышление; вырабатывать навыки работы в команде; способствуют развитию способностей самостоятельно мыслить, обозначать и анализировать проблемы; пробуждают интерес к будущей профессии; развивать творческие способности; генерировать идеи; совмещать изучение общетехнических дисциплин с изучением профильных, направленных на решение реальных практических задач.

В связи с вышеизложенным, изменяются целевые установки образовательного процесса. Необходимо изменить формы и методы организации учебных занятий, сделать акцент на обучении через практическую деятельность с учетом профессиональной

подготовки в условиях цифровизации. Поэтому выпускник должен освоить не только теорию, практику, но и уметь решать и анализировать задачи с использованием цифровых и сквозных технологий с учетом будущей профессии.

Системные задачи

Для реализации указанного направления рассмотрим общую схему системного подхода, представленную на рисунке.

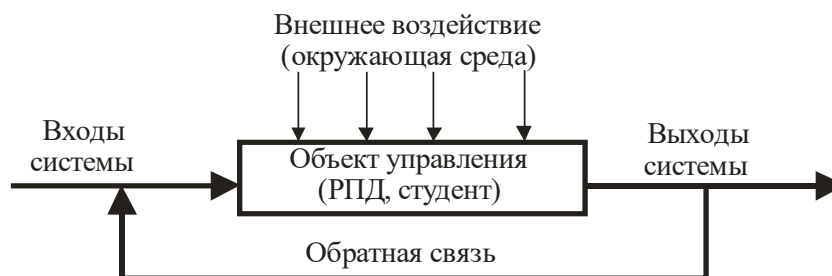


Рисунок 1. Общая схема системного подхода

В качестве входов системы принимаются: информация, требования профессиональных стандартов. Выходы системы – выпускники, обладающие профессиональными и цифровыми компетенциями. Внешним воздействием на систему является нормативные документы, управляющие образовательной деятельностью.

Для того, чтобы реализовать все указанные направления, необходимо решить следующие системные задачи.

Задача 1. Актуализация рабочей программы по дисциплине (РПД) «Теоретическая механика». В основу разработки РПД должны быть взяты актуальные нормативные документы, а именно – распоряжение правительства РФ «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации науки и высшего образования», профессиональный стандарт и ряд других значимых документов.

Задача 2. Изучение теоретической механики направить на приобретение выпускником профессиональных знаний умений и навыков, а не только на формирование устойчивых знаний по дисциплине. При этом, компетенции обучающегося, должны быть наполнены цифровыми компонентами. Обычно, цифровое наполнение РПД отражено в дескрипторах «знать», «уметь», «владеть»: онлайн-калькуляторы; табличный процессор Excel; представление решений в графическом формате на основе офисных приложений; облачные технологии передачи и хранения данных; выполнение кейсов по заданной теме и т.д.

Задача 3. Применение сквозных цифровых технологий в аудиторной и внеаудиторной образовательной деятельности. В рамках Национальной технологической инициативы (НТИ) сквозные технологии были определены как ключевые научно-технические направления, которые оказывают наиболее существенное влияние на развитие рынков [3]. По сути же, к сквозным относятся те технологии, которые одновременно охватывают несколько трендов или отраслей [4, 5].

Реализация проекта

Рассмотрим пример реализации системных задач на основе дисциплины «Теоретическая механика», тема: «Движение твердого тела» для направления подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Бурение нефтяных и газовых скважин», квалификация выпускника: Бакалавр [8].

Традиционно, аудиторные занятия по теоретической механике – это лекции и практические занятия.

Современная лекция – это высокоинтеллектуальный процесс с применением современного мультимедийного оборудования и возможностью организации обратной связи со студентами, так как необходимо не только донести до студентов теоретический материал, но и провести контроль его усвоения и обратить внимание на его использование в данной профессии.

На практических занятиях необходимо не только освоить навыки решения типичных задач, но и рассмотреть задания с профессиональным уклоном (практико-ориентированные) и также провести контроль усвоения учебного материала.

При разработке актуализированной РПД, необходимо добавить учебные вопросы, которые указывают на применение данной темы в конкретной профессии. Рассмотрим пример актуализация теоретического материала на лекциях.

Традиционные учебные вопросы. 1. Движения: поступательное, вращательное и плоскопараллельное. 2. Угловая скорость и угловое ускорение. Линейные скорости и ускорения точек вращающегося твердого тела. 3. Уравнения плоскопараллельного движения. Мгновенный центр скоростей. Ускорения точек при плоскопараллельном движении.

Учебные вопросы с учетом профессиональной подготовки. 1.1. Особенности работы насосов, двигателей и приводов в нефтяной отрасли: управление частотой вращения электродвигателя. 2.1. Особенности работы насосов, двигателей и приводов в нефтяной отрасли: управление скоростью вращения электродвигателя. 3.1. Фильтрация жидкости и газа в пористой среде. 3.2. Свойства пород нефтяных и газовых коллекторов. 3.3. Движение жидкости и газа на участке пористой среды.

Пример актуализации практического занятия. Тема: «Угловая скорость и угловое ускорение. Линейные скорости и ускорения точек тела».

1. Вводная часть. Информирование по теме практического занятия (основные понятия, формулы, законы, особенности решения задач).

2. Приложение Trello - вопросы по теме занятия:

а) Какое влияние оказывает скорость подъема жидкости на производительность насоса?

б) Какое влияние оказывает режим течения жидкости (газа) в насосе на выходные характеристики?

3. Практико-ориентированные задачи.

3.1. При запуске электродвигателя нефтяного насоса оператор постепенно включает реостат, вследствие чего угловое ускорение ротора электромотора увеличивается пропорционально времени, и его угловая скорость через 6 с достигает

величины $36\pi \text{ с}^{-1}$. Найти число оборотов, которое совершил ротор электромотора за это время.

3.2. При пуске в ход машины для сматывания мягкого провода на бабину рабочая скорость соответствует 15000 об/с за 30 с. Считая угловое ускорение при закручивании постоянным, определить число оборотов бабины за время пуска. Найти скорость и ускорение точки на поверхности бабины при дальнейшем равномерном вращении, если ее диаметр равен 40 мм.

Таким образом, при цифровом наполнении учебных аудиторных и внеаудиторных занятий студенты должны будут в совершенстве владеть следующими цифровыми компетенциями, которые позволят им качественно освоить будущую профессию.

Библиография

1. Антонова А.В., Евтушенко Ю.Л., Милованов Н.В. Сквозные цифровые технологии в высшем образовании в контексте ответов на вызовы современного социума // Проблемы современного педагогического образования. 2022. № 76-1. С. 31-33.

2. Еркович О.С., Морозов А.Н., Поздышев М.Л. Контролируемая самостоятельная работа студента как инструмент формирования компетенций при обучении бакалавров по направлению подготовки «техническая физика». В сборнике: Физика в системе современного образования (ФССО-2019). Сборник научных трудов XV Международной конференции. Под редакцией Ю.А. Гороховатский, Л.А. Ларченкова. 2019. С. 183-187.

3. Мирошниченко А.А., Мерзлякова Д.Р. Национальная технологическая инициатива: о рисках качества образования // Вестник Удмуртского университета. Серия Философия. Психология. Педагогика. 2019. Т. 29. № 3. С. 336-344.

4. Молчанова Е.В. Сквозные цифровые технологии как предиктор нового формата работы преподавателя в условиях цифровой трансформации образования // Проблемы современного педагогического образования. 2022. № 74-2. С. 164-166.

5. Николаева Н.В., Винокурова Е.С., Курилкина В.Н. Р вопросу разработки программы и реализации дисциплины «Введение в сквозные цифровые технологии» в современном вузе (на примере северо-восточного федерального университета) // Общество: социология, психология, педагогика. 2020. № 12 (80). С. 239-245.

6. Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 № 1836 О государственной информационной системе «Современная цифровая образовательная среда»

7. Приказ Министерства экономического развития РФ от 24.01.2020 № 41 Об утверждении методик расчета показателей федерального проекта «Кадры для цифровой экономики» национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации»

8. Профессиональный стандарт: 19.071 Эксплуатационное и разведочное бурение нефтяных и газовых скважин (Утвержден приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 22.04.2021 № 272н)

9. Распоряжение Правительства РФ от 21.12.2021 № 3759-р Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации науки и высшего образования

Альтернативный способ стыковки резиновых конвейерных лент. Истаблаев Ф.Ф. (Навоийское отделение Академии наук Республики Узбекистан, fevzi_xkm@mail.ru), Атакулов Л.Н. (Навоийский государственный горно-технологический университет, laziz218@mail.ru)*

Аннотация

В материале описан разработанный авторами материала альтернативный способ стыковки резиновой конвейерной ленты, позволяющий снизить риск обрыва ленты в местах их соединения и сократить аварийные простои, который успешно прошел испытания в подразделении Навоийского горно-металлургического комбината.

На разработку выдан патент Агентства по интеллектуальной собственности при Министерстве юстиции Республики Узбекистан №FAP 01797 (Зарегистрирован в государственном реестре полезных моделей Республики Узбекистан, в городе Ташкенте 31 января 2022 года).

Ключевые слова

Ленточный конвейер, стыковое соединение, трос, напряженно-деформированное состояние, обрыв.

Теория

У ленточных конвейеров повышенной производительности, эксплуатируемых в условиях глубоких карьеров, часто случаются внеплановые остановки, в связи с аварийным разрушением ленты. В процессе эксплуатации ленты, на ее поверхности возникают повреждения в виде порывов, трещин, приводящие ленту в негодность. Известно [2], что наиболее уязвимыми являются стыковочные места, где основную роль играет способ соединения элементов ленты, квалификация обслуживающего персонала и качество клеящих материалов. Немаловажную роль также играет и нагрузка, которую воспринимает резиновая лента, чем больше коэффициент нагрузки, тем больше вероятность разрыва.

В настоящее время на крутонаклонном конвейере КНК-270, эксплуатируемом в условиях карьера «Мурунтау», в качестве грузонесущей ленты установлена резиновая лента японской фирмы «Yokohama», типа 2000St-5400. Резиновая лента представляет собой сердечник из одного ряда параллельно расположенных и запрессованных в резину металлических тросов, сверху и снизу каждого находятся наружные резиновые обкладки.

Тяговым элементом ленты являются металлические тросы, расположенные вдоль ленты и воспринимающие растягивающую нагрузку на ленту. Резиновые слои над и под тросами защищают их от коррозии и разрушения. Для усиления лент в поперечном направлении применяется брекерная прокладка из полимерной ткани или брекерная сетка типов BF125HE, BF250HE [4].

Для изготовления лент резиновых применяется металлический трос из стальных проволок с цинковым или латунированным покрытием конструкции 7x7 и 7x19, имеющий точечное касание проволок в пряди.

Металлотросы имеют нераскручивающуюся конструкцию с правым и левым направлением крутки. В сердечнике ленты два соседних троса имеют разное направление крутки.

В ходе практических наблюдений и данных технических журналов ремонтной службы было установлено, что лента КНК-270 наиболее уязвима к обрыву в местах стыка. Это обусловлено отчасти тем, что троса соединяемых участков, расположенных друг против друга, не задействованы между собой, и не образуют цельный контур. Всю нагрузку в местах стыка принимает на себя внутренний сцепляющий каркас, рабочая и ходовая обкладки ленты, в результате чего возникают растяжения ленты, приводящие к ее обрыву [1].

Авторами настоящего материала разработан альтернативный способ стыковки резинотросовой конвейерной ленты, позволяющий снизить риск обрыва ленты в местах их соединения и сократить аварийные простои. Данный способ успешно испытан на карьере Даугызтау Северного рудоуправления Навоийского горно-металлургического комбината. Испытания показали, что разрывное усилие троса, заплетенного предложенным способом, составляет 70% от цельного заводского троса.

Задачей предлагаемого способа является повышение прочности стыкового соединения резинотросовой ленты и уменьшение риска ее обрыва в данном месте во время эксплуатации.

Поставленная задача решается тем, что в способе стыкового соединения резинотросовых лент, включающем освобождение тросов от резины, раскручивании их на пряди, последующее их сплетение и вулканизацию, после раскручивания тросов на пряди осуществляют сплетение с учетом шага прядей противоположных друг к другу тросов таким образом, что по диаметру сплетенные тросы идентичны заводским, что позволяет достигнуть равномерного распределения нагрузки на тросы и повышения надежности стыкового соединения в целом.

Каждая из соединяемых резинотросовых лент состоит из рабочей и ходовой поверхностей, включающих в себя обкладку и прокладку с обеих сторон, где посередине заключены тросы, между которыми расположена межтросовая контактная резина. Сверху и снизу тросов при вулканизации также располагают обкладки и прокладки, в результате чего получается цельный кусок резинотросовой конвейерной ленты.

Каждый из тросов резинотросовой ленты состоит из 7 прядей – шести боковых, а также сердечника троса, каждая из которых включает в себя 19 проволок, в том числе сердечник пряди (рис. 1).

В схеме сплетения прядей концов противоположных тросов стыкуемых резинотросовых лент предлагаемым способом учитывают шаг сплетения l , который вычисляют путем деления общей длины участка сплетения тросов на количество прядей в тросе. В схеме стыковки лент учитывают длину стыка, а также ступени укладки тросов, которые, в свою очередь, зависят от типа ленты. Значения длины стыка и количество ступеней укладки обычно рекомендованы производителем лент.

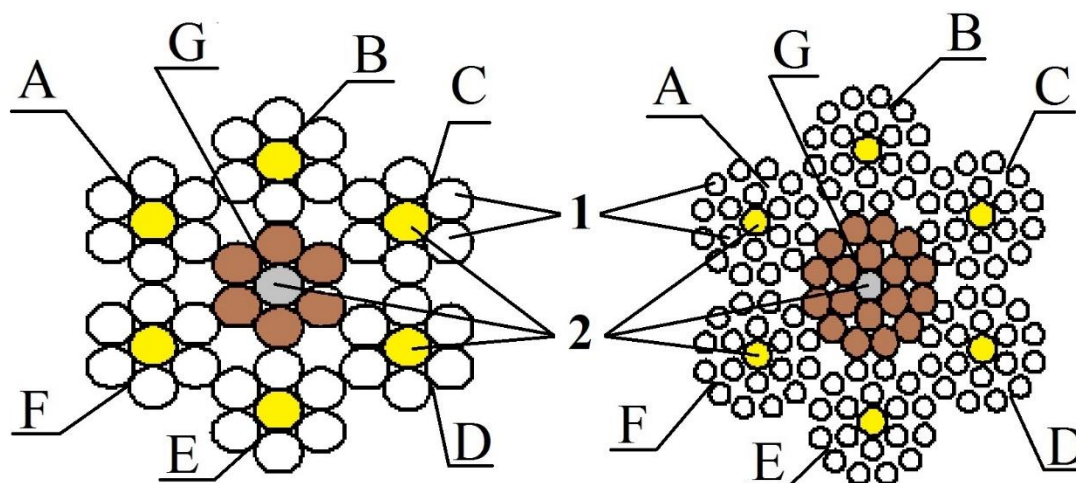


Рисунок 1. Поперечный разрез и схемы конструкции тросов: А, В, С, D, E, F – боковые пряди троса, G – сердечник троса, 1 – проволока, из которой собраны пряди, 2 – сердечники прядей.

Заявленный способ соединения резиновых лент осуществляется следующим образом. Сборку стыкового соединения производят с освобождения тросов на концах стыкуемых лент путем удаления обкладочного и прокладочного слоев и остатков межтросовой резины механическим способом на определенную длину в зависимости от ширины ленты и диаметра тросов, с последующим расплетением тросов на отдельные пряди.

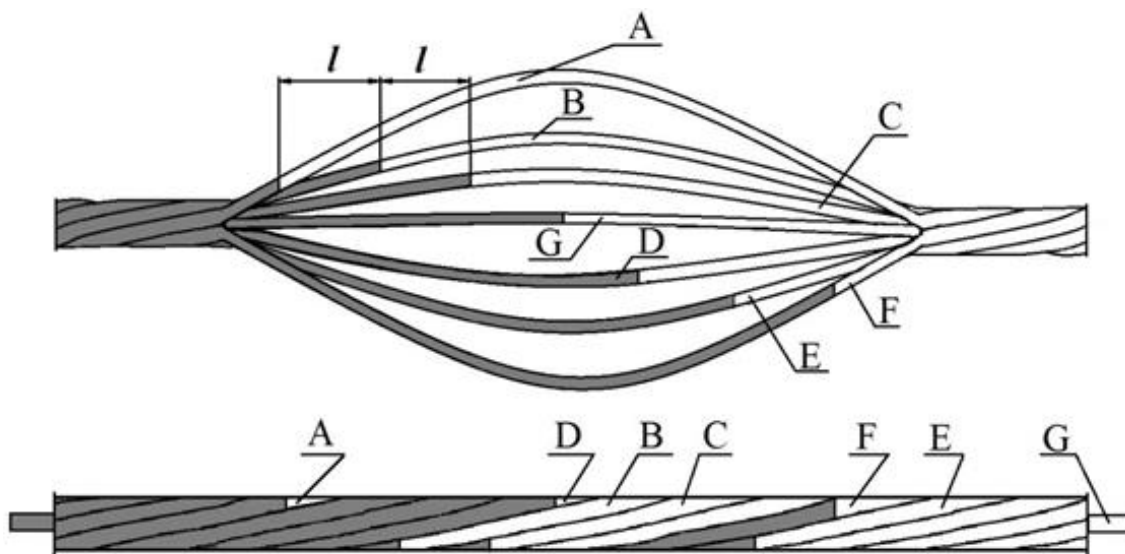


Рисунок 2. Схема сплетения прядей концов противоположных тросов стыкуемых резиновых лент предлагаемым способом и конечный результат сплетения двух тросов: А, В, С, D, E, F – боковые пряди троса, G – сердечник троса, l – шаг сплетения.

Пряди противоположных тросов отрезают, подгоняя длину одной пряди под другую, преимущественно оставляя равные интервалы – шаги l (рис. 2) в зависимости от длины участка сплетения и количества прядей в тросе, при этом сердечник каждого из тросов G отрезают ровно посередине. Затем вокруг сердечника пряди одинаковой свивки, левый - с левой, правый - с правой сплетают между таким образом, чтобы

выступы одной пряди совпали с впадинами другой, при этом получают сплетенные тросы, идентичные по диаметру заводским значениям.

После этого, выравнивают все тросы, обмазывают их специальным резиновым клеем, укладывают поочередно, начиная от центрального троса и с учетом ступеней на невулканизированную резину обкладки, при этом между тросами размещают межтросовую резину.

Затем тросы вытягивают. Эта операция осуществляется следующим образом. Один конец резиноватросовой ленты закрепляют неподвижно, а другой конец при помощи тягового устройства вытягивают до тех пор, пока сплетенные тросы не примут прямолинейную форму и одинаковую длину.

После этого сверху тросов укладывают еще одну невулканизированную резину обкладки и прокатывают ее ручным валиком. Наскакивающие друг на друга части резины обкладки отрезают. Затем стык вулканизируют при температуре 143-152 °С под давлением не ниже 15 атм. После охлаждения получается цельная лента [3].

Выводы

Соединение тросов разработанным способом повышает степень надежности стыкового соединения и обеспечивает равномерное распределение их в соединительном узле, в результате чего, основная нагрузка тягового усилия в стыке равномерно распределяется на оба троса, тем самым повышается прочность, а, следовательно, и надежность стыкового соединения, снижается риск аварийной ситуации из-за обрыва.

Библиография

1. Атакулов Л.Н., Тошов Ж.Б., Кахаров С.К., Хайдаров Ш.Б., Истаблаев Ф.Ф. Выбор оптимального варианта соединения тросов при стыковки резиноватросовых лент // Вестник Туринского политехнического университета в городе Ташкенте: выпуск 4/2018. Ташкент, 2018. – С. 43–46.
2. Галкин В.И., Шешко Е.Е. Транспортные машины. М., МГТУ – 2010г.
3. Патент на полезную модель №FAP 01797, выданная Агентством по интеллектуальной собственности при Министерстве юстиции Республики Узбекистан (Зарегистрирован в государственном реестре полезных моделей Республики Узбекистан, в городе Ташкенте 31 января 2022 года)
4. Руководство по стыковке конвейерной ленты со стальными тросами фирмы Yokohama (Япония). The Yokohama Rubber Co., Ltd.

Индукционный дефектоскоп для обнаружения обрыва резинотросовых конвейерных лент. Истаблаев Ф.Ф. (Навоийское отделение Академии наук Республики Узбекистан, fevzi_xkm@mail.ru), Атакулов Л.Н. (Навоийский государственный горно-технологический университет, laziz218@mail.ru)*

Аннотация

В материале поднята проблема своевременного обнаружения повреждений в резинотросовых конвейерных лентах. Приведён краткий обзор имеющихся в мире дефектоскопов. Описан принцип работы инновационного устройства обнаружения обрыва резинотросовых конвейерных лент, разработанного авторами настоящего материала.

Принято решение Министерства юстиции Республики Узбекистан о выдаче патента на изобретение. Ожидается, что патент будет выдан в скором времени.

Ключевые слова

Конвейер, резинотросовая лента, стыковое соединение, обрыв, обнаружение дефекта.

Теория

Своевременное обнаружение повреждений в резинотросовых лентах (РТЛ) позволяет повысить срок их эксплуатации при минимальных затратах на ремонт. Резкое ухудшение прочностных показателей лент мощных конвейеров связано не только с внешним нарушением целостности. Нередко процесс разрушения ленты начинается изнутри и связан с разрывом тяговых и грузонесущих элементов (нитей, тросов, корда, упрочняющих вставок). Такие нарушения целостности ленты должны контролироваться [1].

Визуальный метод контроля позволяет определить состояние РТЛ только относительно качественных критериев оценки. Количественные критерии оценки состояния РТЛ возможны только при использовании инструментальных методов контроля с применением дефектоскопов.

К дефектоскопу РТЛ предъявляются требования по регистрации обрывов и участков коррозии металлососов, потери металлического сечения (ПС) металлососов, а также обнаружению мест ремонта РТЛ, неравномерности расположения металлососов по ширине РТЛ и определению расположения металлососов в зоне стыка [4].

Существуют ряд стран, которые занимаются созданием дефектоскопов для неразрушающего контроля металлососовой основы РТЛ. Они основаны на методах регистрации магнитных полей рассеивания (Германия, Россия, прибор УКТЛ). Эти приборы в целом удовлетворительно решали задачу контроля металлососовой основы РТЛ. Однако, они обладают известными недостатками: это устаревший способ регистрации информации и большая масса.

Для преодоления этого недостатка немецкие специалисты пошли на уменьшение зоны контроля, измерительная (магнитная) головка их прибора охватывает только 340

мм по ширине РТЛ. Поэтому при контроле ленты большей ширины приходится передвигать магнитную головку поперёк ленты. Так, для контроля таким прибором РТЛ шириной 2000 мм требуется полностью прокрутить ленту 6-7 раза, каждый раз перемещая измерительную головку.

Проанализировав результаты этих испытаний, специалисты ООО «ИНТРОН Плюс» (Россия) выдвинули идею создания измерительной головки (Сканера) с использованием вихретокового метода контроля. Работы, проведенные в 2002-2003 годах на конвейерах Оленегорского и Ковдорского ГОКов, Тулауголь, подтвердили возможность создания дефектоскопа, контролирующего РТЛ по всей ширине за один проход, при сохранении достаточно малой массы сканера (до 25 кг) и достаточно высоких возможностей по определению дефектов РТЛ. Дефектоскоп получил название «Интрокон». Он подходит для работы в условиях резко-континентального климата Узбекистана, однако стоимость его относительно дорогая, чего не могут позволить себе небольшие предприятия, где применяется конвейерный способ транспортировки груза [3].

Исходя из этого, авторами настоящего материала разработано и испытано инновационное устройство обнаружения обрыва резинотросовых конвейерных лент, которое было названо «обрывоискатель». Заявка на получение патента на изобретение подано в Министерство юстиции Республики Узбекистан, которым принято решение о выдаче охранного документа.

Задачей изобретения является преждевременное обнаружение дефектов тросов и начала расхождения стыковых соединений резинотросовых лент для снижения количества аварийных простоев конвейерного транспорта и затрат на ремонт.

Поставленная задача решается путём применения индукционного метода неразрушающего контроля состояния тросов и стыковых соединений резинотросовых лент с использованием обрывоискателя. Установка может быть собрана из относительно дешевых комплектующих деталей в условиях электромеханического цеха силами местного персонала.

Обрывоискатель (рис. 1) состоит из двух блоков. Первый из них (поз. 1), представляющий собой намагничивающее устройство, создаёт электромагнитное поле, пересекающее тросы (поз. 2) резинотросовой ленты (поз. 3). Вторым (поз. 4) – устройством, воспринимающим индукционные изменения, принимает сигнал магнитной индукции взаимодействия тросов с катушкой.

Каркас каждого из блоков собран из электросталевых пластин (поз. 5) и представляет собой магнитопровод, помещенный внутрь корпуса из неметаллического материала. В один из концов каждого блока установлена катушка индуктивности (поз. 6), обмотка которой выполнена из меди, покрытой изолирующим лаком.

Обрывоискатель устанавливают на холостой ветви конвейера на расстоянии не менее 10 м от приводного барабана для предотвращения помех от работы электродвигателей конвейера и обеспечения доступа к питанию от щита управления конвейера. Оба блока обрывоискателя – намагничивающее устройство (поз. 1) и устройство, воспринимающее индукционные изменения (поз. 4), крепят с помощью прихватов к опорам конвейера. При этом расстояние между блоками определяется расстоянием между опорами, но оно должно составлять не более 10 м.

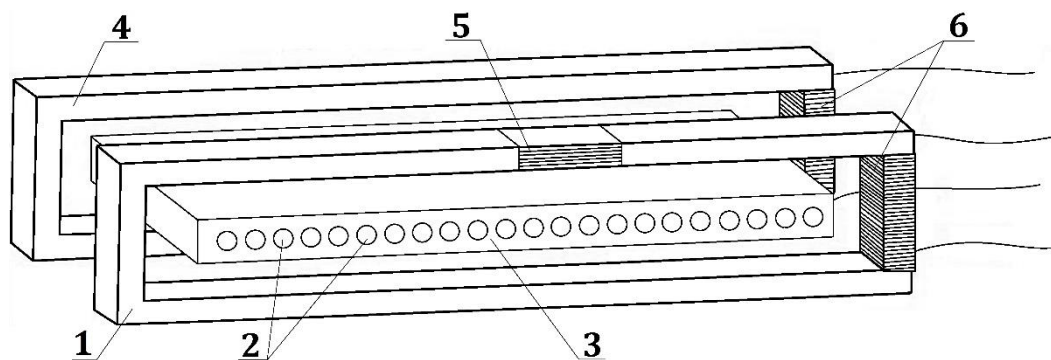


Рисунок 1. Обрывоискатель: 1 – намагничивающее устройство, 2 – тросы, 3 – резиновтросовая лента, 4 – устройство, воспринимающее индукционные изменения, 5 – каркас из электросталевых пластин, 6 – катушки индуктивности.

В электрической схеме работы устройства, воспринимающего индукционные изменения, принимающего сигнал магнитной индукции взаимодействия тросов с катушкой, катушка индуктивности питается от источника переменного тока напряжением 220 В от линий электропередач и вместе с коммутатором образует замкнутую электрическую цепь. К ней также подключен трансформатор тока, чьи показания фиксируются измерительным прибором [2].

Обрывоискатель работает следующим образом. При прохождении переменного электрического тока по катушке индуктивности намагничивающего устройства (поз. 1) появляется электромагнитное поле, пересекающее троса (поз. 2) резиновтросовой ленты (поз. 3). Вариации электромагнитного поля, вызванные дефектами металлотросовой основы ленты, создают на выходе электрический ток, магнитное поле которого взаимодействует с магнитным полем устройства, воспринимающего индукционные изменения (поз. 4). В результате изменяется реактивное сопротивление катушки индуктивности (поз. 6), установленной на устройстве, воспринимающего индукционные изменения, и подключенной к источнику питания переменного тока напряжением 220 В от линий электропередач.

Значения тока, протекающего по электрической цепи, питающей катушку индуктивности (поз. 6), установленной на устройстве, воспринимающего индукционные изменения, через трансформатор тока передаются измерительному прибору. Его показания в режиме реального времени преобразуются в цифровую форму и подаются на компьютер центрального пульта управления конвейером. На компьютер также поступают импульсы со счетчика метража, преимущественно уже включенного в схему управления конвейером. Полученная информация обрабатывается программой и выводится на монитор в виде дефектограммы, где по оси абсцисс откладывается расстояние, а по оси ординат – показания измерительного прибора. Значения меняются в зависимости от количества цельных тросов (поз. 2) в резиновтросовой ленте (поз. 3) и расстояния между противоположными тросами в месте стыкового соединения ленты.

Дефектограмма, полученная после полного оборота резиновтросовой ленты и прохождения её через намагничивающее и воспринимающее индукционные изменения устройств обрывоискателя в первый раз, называется базовой. Это позволяет устанавливать заявляемый обрывоискатель и на конвейер с лентой, уже находящейся в эксплуатации и имеющей отремонтированные после небольших пробоев участки. В последующем с базовой сравнивается дефектограмма, вновь создаваемая по показаниям

измерительного прибора и счётчика метража. При появлении между базовой и вновь создаваемой дефектограммами отличий, что свидетельствует о пробое на некотором участке ленты в связи с падением на неё острого предмета либо о начавшемся расхождении стыкового соединения, которое может привести к продольному обрыву ленты, программа фиксирует данное отличие.

Выводы

Применение предлагаемого обрывоискателя позволяет контролировать состояние тросовой основы резиновых лент и заблаговременно выявить дефекты и предупредить аварийные простои конвейера, а также сэкономить время и средства, необходимые для устранения аварийной ситуации.

Библиография

1. Галкин В.И., Шешко Е.Е. Транспортные машины. М., МГГУ – 2010г.
2. Заявка в Министерство юстиции Республики Узбекистан на получение патента на изобретение №IAP 2020 0016.
3. Истаблаев Ф.Ф., Атакулов Л.Н., Истаблаева К.Х. Инновационное устройство обнаружения обрыва резиновых конвейерных лент // Материалы Международной научно-практической конференции «Интеграция науки, образования и производства – залог прогресса и процветания», посвященной 5-летию основания Навоийского отделения Академии наук Республики Узбекистан, Т. III, Навои, 2022. С.72-76.
4. Коенова Ю.И., Масягин А.В. Зарубежные исследования характеристик конвейерных лент с использованием наноматериалов // Подъемно-транспортное дело. – Москва, 2014. – №3-4. – С.29-33.

Влияние литологических неоднородностей в массиве горных пород на устойчивость горной выработки в условиях действия гравитационно-тектонического поля напряжений. Басалаева П.В. * (Санкт-Петербургский горный университет, Basalaeva_pv@pers.spmi.ru), Куранов А.Д. (Санкт-Петербургский горный университет, Kuranov_AD@pers.spmi.ru)

Аннотация

В работе обосновывается необходимость учета сложного геологического строения как одного из важнейших факторов, влияющих на устойчивость обнажений. Под этим подразумевается литологическое строение и наличие литологических неоднородностей. Разность физико-механических, в частности, деформационных, свойств литологических разностей и вмещающих пород может привести к неблагоприятной ситуации проявления горного давления при проходке и эксплуатации выработки. Изучение поведения массива при наличии литологических неоднородностей с разными характеристиками производится на пространственных численных моделях. На основании проведенных расчетов показано влияние физико-механических свойств литологических неоднородностей на формирование зон неупругих деформаций, повышенных напряжений, что может привести к проявлению горного давления в динамической форме и должно быть учтено при проходке выработки.

Ключевые слова

Устойчивость горных выработок, литологическое строение, напряженно-деформированное состояние, апатит-нефелиновое месторождение, численное моделирование

Теория

Обеспечение устойчивости горных выработок является одним из предъявляемых требований для безопасности строительства и эксплуатации горных выработок. Потеря устойчивости горных выработок может приводить к снижению эффективности предприятия и дополнительных затрат на восстановление.

На устойчивость горных выработок влияет большое количество факторов: напряженно-деформированное состояние массива, трещиноватость, прочностные и деформационные свойства пород, геометрические параметры выработок, тектоническое и геологическое строение массива [1, 4, 6]. Исследованию влияния данных факторов посвящено большое количество исследований, однако большой интерес представляет изучение собственно сложного геологического строения на устойчивость породных обнажений.

Для оценки устойчивости горных выработок зачастую массив представляется как изотропная сплошная среда, однако это не всегда является объективным, так как массив горных пород зачастую является анизотропным [2-3]. Такое идеализированное представление может привести к значительным ошибкам при определении напряженного состояния массива горных пород и оценке устойчивости горной выработки. Одним из вариантов учета нарушенности массива является задание различных свойств по направлениям [5], однако, наиболее достоверным способом можно

считать учет нарушений в явном виде, в том числе и нарушений изотропности массива в условиях сложного геологического его строения.

Данное исследование проводилась на основе высоконапряженного скального массива хибинских апатит-нефелиновых месторождений, опасного по проявлениям горного давления. Это означает, что породы, слагающие массив горных пород, обладают большой прочностью и жесткостью, а также склонны к динамическим формам разрушения, а напряжения, накопленные в них, достаточны для их разрушения в динамической форме при определённых условиях. Критические глубины по удароопасности для данных месторождений являются глубины 200-300 м.

Для сравнения влияния дайки на напряженно-деформированное состояние в окрестности выработки при ее приближении к нарушению рассматриваются два типа моделей:

- при наличии дайки с более высоким модулем упругости в сравнении с массивом;
- при наличии дайки с меньшим модулем упругости в сравнении с массивом.

Свойства массива и дайки приняты усредненными на основании обработки данных о физико-механических свойствах массивов апатит-нефелиновых месторождений и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Физико-механические свойства принятые для моделирования (составлено авторами)

Литологическая разность	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, ГПа	Удельный вес, т/м ³	Прочность на сжатие, МПа
Вмещающие породы	0,33	10,0	0,027	120
Дайка 1	0,33	50,0	0,022	120
Дайка 2	0,33	0,5	0,022	120

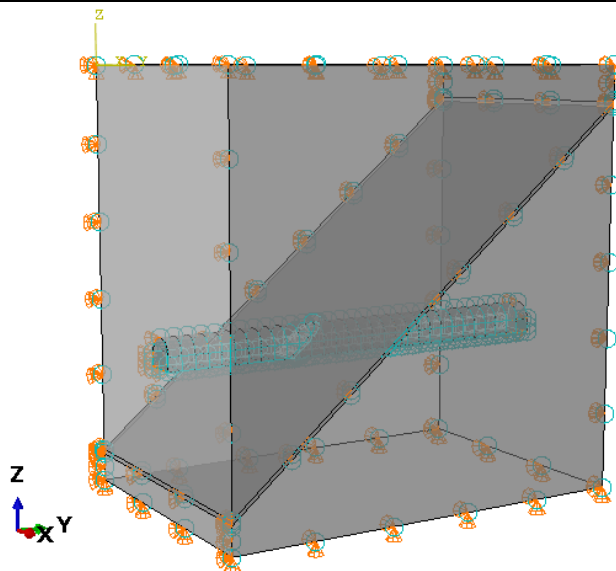


Рисунок 1. Расчетная схема (составлено авторами)

На рисунке 2 показан характер распределения напряжений при приближении выработки к дайке и после ее пересечения. Красным показаны зоны, в которых величины напряжений находятся в пределах $0,5 \sigma_c \leq \sigma \leq 0,7 \sigma_c$, черным – $\sigma > 0,7 \sigma_c$.

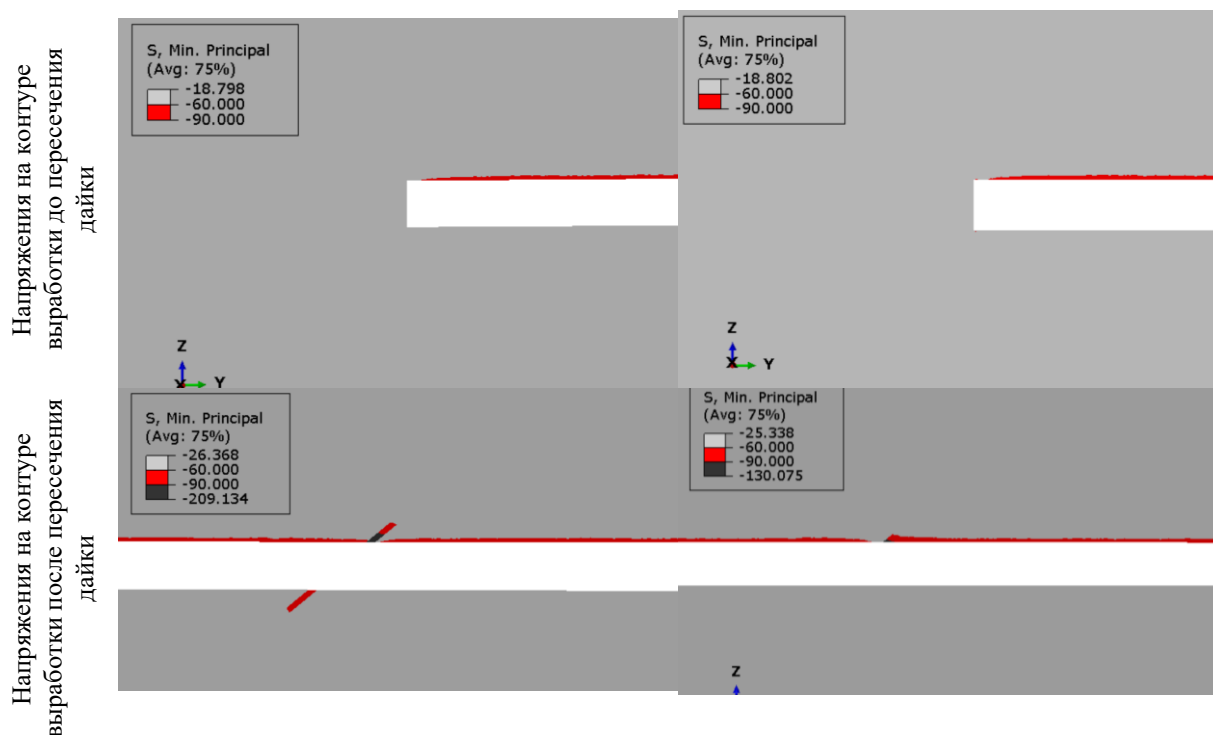


Рисунок 2. Эпюра распределения напряжений в пределах дайки (составлено авторами)

Дайка является зоной концентрации напряжений (рисунок 2а). Ее влияние при подходе выработки может привести к проявлению горного давления в динамическое форме, в то время во втором случае (рисунок 2б) она является зоной разгрузки массива. Это же подтверждается на графике (рисунок 3).

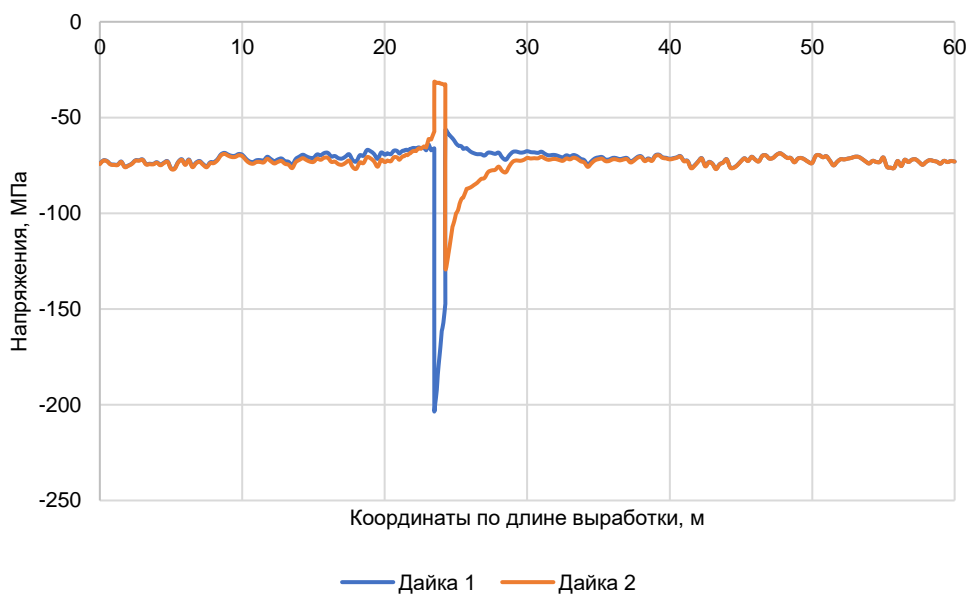


Рисунок 3. График изменения напряженно-деформированного состояния пород на контуре горной выработки при наличии литологических неоднородностей с повышенными и пониженными деформационными свойствами (составлено авторами)

Выводы

Исследование позволило установить влияние литологических неоднородностей на распределение напряжений на контуре горизонтальной горной выработки, расположенной в тектонически напряженном массиве.

Необходимость учета литологических разностей в явном виде обусловлена тем, что при ее упрощении и идеализации массива сплошной средой, появляются упущения в прогнозе изменения напряженно-деформированного состояния. Следствием может стать неправильный подбор параметров проведения выработки и ее крепи.

Анализ данных показал, что перспективным направлением развития исследований является анализ влияния различных параметров контактов литологических неоднородностей на устойчивость горных выработок

Библиография

1. Chen Y. [и др.]. Application of shallow-hole blasting in improving the stability of gob-side retaining entry in deep mines: A case study // *Energies*. 2019. № 19 (12). <https://doi.org/10.3390/en12193623>
2. Gospodarikov A. P., Zatsepin M. A. Mathematical modeling of applied problems of mechanics of rocks and massifs // *Notes of the Mining Institute*. 2014. No. 207. pp. 217-221
3. Gospodarikov A. P., Zatsepin M. A., Meleshko A.V. Numerical modeling based on the finite difference method of some applied problems of geomechanics // *Notes of the Mining Institute*. 2009. No.182. pp. 238-240.
4. Li C. C., Mikula P., Simer B., Hebblewhite B., Joughin W. Discussions on rockburst and dynamic ground support in deep mines // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2019. № 5 (11). С. 1110–1118. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2019.06.001>
5. Shabarov A. [и др.]. Geodynamic risks of mining in highly stressed rock mass // *E3S Web of Conferences*. 2019. (129). С. 01011. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912901011>
6. Vilner M., Nguen T. T., Korchak P. The assessment of the roof beam stability in mining workings // *Scientific and Practical Studies of Raw Material Issues- Proceedings of the Russian- German Raw Materials Dialogue: A Collection of Young Scientists Papers and Discussion*, 2019. 2020. С. 53–57. <https://doi.org/10.1201/9781003017226-7>

Напряженное состояние открытой горной выработки месторождения «Олений ручей» (Кольский полуостров). Бондарь И.В.* (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, bond@ifz.ru), Маринин А.В. (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, marinin@ifz.ru)

Аннотация

Месторождение «Олений Ручей» расположено в юго-восточной части Хибинского массива. Здесь ведется активная разработка апатит-нефелиновых руд. Добыча ведется как открытым способом (карьер), так и закрытым (шахты). При расширении карьера и при проходке подземных горных выработок имели место техногенные происшествя, связанные с наличием в породах месторождения избыточных горизонтальных напряжений. В данной работе реконструировано положение осей главных напряжений в 10 локальных стресс-состояниях в пределах карьера. Зафиксировано два преобладающих направления оси максимального сжатия. Также выявлена закономерность ориентировки осей главных напряжений с глубиной: в верхней части карьера преобладает северо-восточное сжатие, в нижней части карьера – северо-западное сжатие, в шахтах на глубине до 600 м – субширотное сжатие.

Ключевые слова

Зеркало скольжения, напряженно состояние, карьер, месторождение

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках Госзадания ИФЗ РАН

Теория

Введение. Месторождение «Олений Ручей» расположено в юго-восточной части Хибинского массива и приурочено к участку выклинивания пород ийолит-уртитового комплекса. Месторождение «Олений ручей» имеет сложное многоярусное строение, обусловленное чередованием в разрезе пластообразных тел апатит-нефелиновых руд, трахитоидных уртитов, ийолитов, мельтейгитов, массивных уртитов, нефелиновых сиенитов.

Согласно данным (Рыбин и др., 2013) в массиве фиксируются высокие горизонтальные напряжения. Выделяют три зоны по глубине месторождения:

I — до глубины 400 м, слабонапряженная зона, $\sigma_{\max} \leq 20$ МПа;

II — с глубины 400 до 1000 м, средненапряженная зона $20 \text{ МПа} < \sigma_{\max} < 40 \text{ МПа}$;

III — с глубины свыше 1000 м, сильнонапряженная зона $\sigma_{\max} \geq 40$ МПа.

Материалы и методы. В ходе полевых работ 2010-2018 гг. полевыми тектонофизическими методами были изучены борта карьера, а также естественные обнажения вблизи него. Исследования проводились в первой (верхней), слабонапряженной зоне повышенных горизонтальных напряжений. Полевой материал представляет собой массовые замеры пространственной ориентировки геологических стресс-индикаторов – зеркал скольжения, отрывов, жил, даек, трещин. Для

реконструкции напряженно-деформированного состояния применялось два тектонофизических метода. Метод катакластического анализа (Ребецкий и др., 2017) использовался для реконструкции положения главных осей напряжения. Он позволяет определить количественные характеристики реконструируемых локальных стресс-состояний (азимут и угол погружения оси максимального сжатия, оси максимального растяжения и промежуточной оси, а также коэффициент Лоде – Надаи). Для расчета и реконструкции положения главных осей напряжения использовалась программа STRESSgeol. При анализе систем тектонической трещиноватости разных кинематических типов с их объединением в устойчивые структурные ассоциации (парагенезы) применен структурно-парагенетический метод Л.М. Расцветаева (Ребецкий и др., 2017). Малые разрывные нарушения, зеркала скольжения, отрывы, жилы и другие используемые в данном методе геологические стресс-индикаторы несут информацию о разных этапах деформирования.

Результаты исследования. С помощью структурно-парагенетического метода проведена реконструкция в 6 точках наблюдения (рис. 1, А). Из них три точки в естественных обнажениях и в верхней части карьера (абсолютная высота над уровнем моря примерно 600 м), и три точки в нижней части карьера (абсолютная высота над уровнем моря примерно 350 м).

В точке наблюдения С-м8 четко выделяется северо-восточная ориентировка оси максимального сжатия по правому (Азимут падения (далее – АзПд) 268∠65) и левому (АзПд 198∠80) сдвигам. Ось максимального растяжения вероятнее всего вертикальна, однако она может быть ориентирована и в северо-западном направлении. В точке наблюдения 18660 зафиксировано три зеркала скольжения, но все на одной плоскости (АзПд 85∠80), два близкой кинематики (правый сдвиг), а третье в другой обстановке деформирования. Правый сдвиг, возможно, образовался при северо-восточном сжатии, а левый сдвиг при северо-западном сжатии. В точке наблюдения 18661 фиксируется север-северо-восточное сжатие на основании положения двух сбросовых (АзПд 86∠85 и 112∠82) и по левосдвиговому (АзПд 325∠75) зеркалам скольжения. В трех точках наблюдения, сделанных в нижних частях карьера, фиксируется увеличение количества зеркал скольжения. В этих точках было зафиксировано больше зеркал скольжения, чем в естественных обнажениях и в верхних частях карьера. В точке 10519 ось максимального сжатия ориентирована в северо-западном направлении, при котором образовались два левосдвиговых зеркала скольжения (АзПд 12586 и 130∠88). Все остальные геологические стресс-индикаторы образовались, вероятно, при другом положении осей главных напряжений, скорее всего при северо-восточном сжатии, при котором образовалось правосдвиговое зеркало скольжения (АзПд 200∠85), при вертикальном положении оси максимального растяжения. В точке 10525 фиксируется два положения осей главных напряжений. При северо-западном сжатии образовывались взбросовые зеркала скольжения (АзПд 300∠82 и 314∠80), часть левосдвиговых (АзПд 270∠65 и 275∠45), а также правосдвиговое зеркало скольжения (АзПд 210∠82). Это правосдвиговое зеркало скольжения расположено на одной плоскости со взбросовым зеркалом скольжения, которое образовалось при северо-восточном сжатии. В точке 10526 также реконструируются две ориентировки осей главных напряжений. При северо-западном сжатии образовалась серия взбросовых зеркал скольжения (группа зеркал скольжения с АзПд в среднем 140∠70), а также правые (АзПд 108∠70) и левые сдвиги (АзПд 186∠84). Дизъюнктивы, образовавшиеся при северо-восточном сжатии выражены хуже, это левые (АзПд 132∠62) и правые сдвиги (АзПд 110∠88, 260∠74).

С помощью метода катакластического анализа реконструировано 4 локальных стресс-состояния (рис. 1, Б). В трех точках, находящихся в нижней части карьера, реконструкции схожи между собой – ось максимального сжатия полого погружается на юго-восток, а ось максимального сжатия практически вертикальная. В точке, которая находится в верхней части карьера оси ориентированы по-другому. Ось максимального сжатия полого погружается на юго-запад, а ось максимального растяжения полого погружается на юго-восток.

Обсуждение результатов. В пределах карьера «Олений ручей» измерения напряжений проводились также в подземных горных выработках. В работе (Самсонов, 2019) были проведены измерения напряжений методом разгрузки в торцевом варианте. Измерения проводились в шахтах, в тупиковых выработках на горизонтах +240, +100, +40 м. Для того, чтобы получить данные о природных напряжениях, действующих в нетронутом массиве, расположение измерительных станций выбиралось вдали от горных работ и каких-либо крупных геологических нарушений, которые могли бы повлиять на результаты измерений. В результате инструментальных измерений была получена закономерность изменения максимальных напряжений с глубиной, от 25 МПа на глубине 350 м до 42 МПа на глубине 600 м.

Также в этой работе были определены азимуты вектора максимального сжатия и максимального растяжения, а также угол их наклона к горизонту. Если величина напряжения с глубиной увеличивается, то направление максимального сжатия и угол наклона к горизонту остаются практически неизменными – азимут от 75° до 111°, угол от 1° до 33°. Ось максимального сжатия также выдерживается на всей глубине – азимут от 343° до 0°, угол от 57° до 89°.

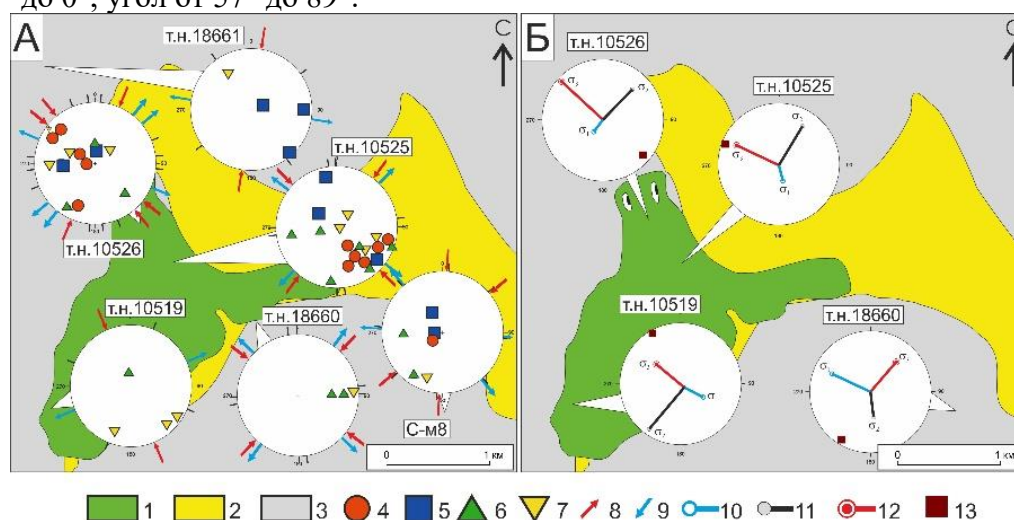


Рисунок 1. Результаты реконструкции напряженного состояния с помощью структурно-парагенетического метода (А) и метода катакластического анализа (Б): 1 - граница карьера "Олений ручей"; 2 - отвалы карьера; 3 - вмещающие породы; 4-7 - полюса плоскостей зеркал скольжения, с кинематикой: 4 - взбросовой, 5 - сбросовой, 6 - праводвиговой, 7 - леводвиговой; 8-9 - оси главных напряжений, полученные с помощью структурно-парагенетического метода: 8 - максимального сжатия, 9 - максимального растяжения; 10-12 - оси главных напряжений, полученные с помощью метода катакластического анализа: 10 - максимального растяжения, 11 - промежуточная, 12 - максимального сжатия; 13 - максимальное горизонтальное сжатие.

Также стоит отметить, что в работе (Семенова и др., 2014) в результате измерений методом разгрузки на горизонте +234 азимут вектора максимального сжатия составляет

25°. С чем связано такое отличие направления сжатия в работах (Самсонов, 2019) и (Семенова и др., 2014) объяснить сложно. Важно, что направление сжатия фиксируется как субширотное или север–северо-восточное. Таким образом, направление сжатия и растяжения на глубине сильно отличается от направления сжатия в верхних частях карьера. При этом в верхних частях тоже выявляется закономерность. В нижней части карьера преобладает северо-западное сжатие, а на дневной поверхности в верхней части карьера и в естественных обнажениях зафиксировано северо-восточное и север–северо-восточное направление максимального сжатия.

Выводы

Таким образом, в ходе изучения напряженного состояния месторождения «Олений ручей» полевыми тектонофизическими методами получены следующие выводы:

1. В пределах месторождения «Олений ручей» фиксируются две преобладающих ориентировки оси максимального сжатия – северо-западное и северо-восточное;
2. Северо-восточное сжатие в большей степени проявлено в естественных обнажениях и в верхней части карьера, когда как северо-западное – в нижней части карьера;
3. Выявлена закономерность ориентировки осей главных напряжений с глубиной: в верхней части карьера преобладает северо-восточное сжатие, в нижней части карьера – северо-западное сжатие, в шахтах на глубине до 600 м – субширотное сжатие.

Библиография

1. Ребецкий Ю. Л., Сим Л. А., Маринин А. В. От зеркал скольжения к тектоническим напряжениям. Методы и алгоритмы. ГЕОС Москва. 2017. 225 с.
2. Рыбин В.В., Калужный А.С., Потапов Д.А. Геомеханическое обоснование параметров борта карьера на месторождении «Олений ручей» и мониторинг его устойчивости // Геомеханический мониторинг геологической среды природно-технических систем. 2013. С.180-187. DOI: 10.13140/2.1.4342.8169
3. Самсонов А.А. Оценка состояния массива горных пород удароопасного месторождения "Олений ручей" по результатам измерений напряжений // Вестник Кольского научного центра РАН. 2019. Т. 11 (1). С. 62-67. DOI: 10.25702/KSC.2307-5228.2019.11.1.62-67.
4. Семенова И.Э., Земцовский А.В., Павлов Д.А. Комплексные геомеханические исследования массива горных пород удароопасного месторождения "Олений ручей" при ведении подземных горных работ // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2014. №4. С. 46-55.

Оценка влияния несвоевременного выполнения РВР технологической скважины урана на величину потерь полезного продукта. Гаврилов Р.И. (МГРИ, supermouse27228@gmail.com), Пинчук Т.М. (МГРИ, ib889966@gmail.com), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, pinchuk2019t@gmail.com)*

Аннотация

В процессе обработки рудных залежей производительность технологических скважин постепенно снижается вследствие геолого-гидрогеологических особенностей обрабатываемых месторождений и связанных с этим различных видов кольматации фильтров и прифильтровых зон (ПФЗ) скважин: механической, химической, газовой, комплексной.

В связи с этим на скважинах, производительность которых достигает минимально допустимого уровня, выполняются различные виды ремонтно-восстановительных работ (РВР): эрлифтные прокачки, пневмоимпульсная обработка, обработка с использованием гидроимпульсов, химическая обработка ПФЗ, комбинированные методы обработок.

Для разработки плановой системы проведения РВР технологической скважины предлагается в качестве основного показателя принять показатель времени в виде длительности межремонтного цикла эксплуатации технологической скважины (МРЦ) T_m при ее допустимой максимальной производительности, зависящей от правильного выбора вида РВР. Этот показатель позволяет заранее планировать сроки выполнения РВР и выбирать соответствующие технические средства для их выполнения.

Периодичность проведения ремонтно-восстановительных работ (РВР) технологических скважин с целью восстановления их производительности является важным этапом не только в условиях действующих предприятий отрасли, но и при проектировании новых предприятий ПВ, занимающихся обработкой гидрогенных месторождений скважинными системами.

Данная работа представляет собой иллюстрацию отрицательного влияния несвоевременного проведения РВР на технологических скважинах, которая сопровождается существенными потерями полезного продукта (металла) как в вещественном, так и в стоимостном выражении.

Ключевые слова

Ремонтно-восстановительные работы, технологическая скважина, потери полезного продукта, длительность межремонтного цикла.

Теория

Несвоевременное выполнение РВР технологической скважины сопровождается потерями полезного продукта (металла), как в вещественном, так и в стоимостном выражении. Для оценки потерь металла в стоимостном выражении рассмотрим два возможных варианта эксплуатации технологической скважины, имеющих графическое отображение на рисунке 1. [3]

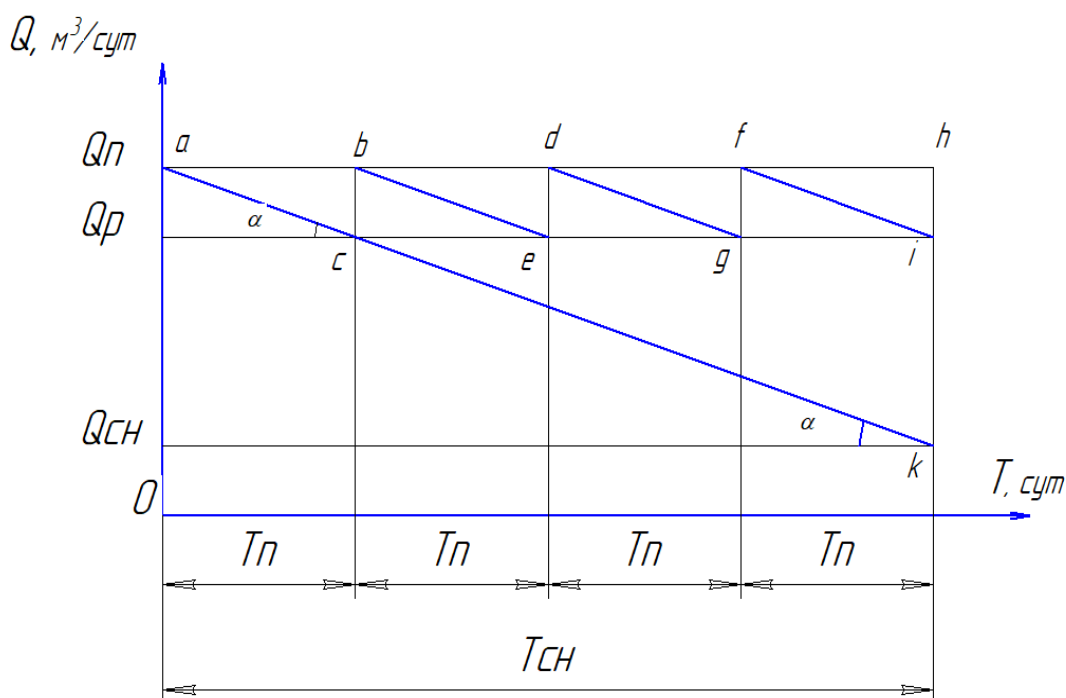


Рисунок 1. Графики изменения производительности технологической скважины во времени.

где: $Q_{п}$ – проектная производительность технологической скважины, $m^3/сут$; $Q_{р}$ – плановая производительность вывода технологической скважины в ремонт, $m^3/сут$; $Q_{сн}$ – сверхнормативная производительность вывода технологической скважины в ремонт, $m^3/сут$; $T_{п}$ – длительность МРЦ при изменении производительности в интервале от $Q_{п}$ до $Q_{р}$, сут; $T_{сн}$ – длительность МРЦ при изменении производительности в интервале от $Q_{п}$ до $Q_{сн}$, сут.

Согласно I-му варианту: эксплуатация технологической скважины производится в течение срока длительностью, равной $T_{сн}$. При этом вывод скважины в ремонт осуществляется при достижении производительности, равной $Q_{сн}=0,1Q_{п}$. Тогда потери полезного продукта будут определяться площадью S_{ahk} , величину которой можно найти, как площадь треугольника Δ_{ahk} . [2]

$$S_I = S_{ahk}, \quad (1)$$

$$S_I = S_{ahk} = 0,5(Q_{п} - Q_{сн})T_{сн} \quad (2)$$

$$S_I = S_{ahk} = 0,5(Q_{п} - 0,1Q_{п})T_{сн} \quad (3)$$

$$S_I = S_{ahk} = 0,45Q_{п} T_{сн} \quad (4)$$

Согласно II-ому варианту: эксплуатация технологической скважины производится в режиме, предусматривающем периодический вывод скважины в ремонт при достижении производительности, равной $Q_p=0,7Q_{II}$. При этом снижение производительности происходит в течение срока длительностью, равной T_{II} . Тогда потери полезного продукта будут определяться суммарной площадью треугольников: S_{abc} , S_{bde} , S_{dfg} , S_{ghi} , число которых представляет собой отношение $T_{сн}/T_{II}=n$, в данном примере, равное $T_{сн}/T_{II}=4$. [1] Отсюда получаем:

$$S_{II}=\frac{T_{сн}}{T_{II}}S_{abc} \quad (5)$$

$$S_{II}=\frac{T_{сн}}{T_{II}}0,5(Q_{II}-Q_p)T_{II} \quad (6)$$

$$S_{II}=0,5(Q_{II}-0,7Q_{II})T_{сн} \quad (7)$$

$$S_{II}=0,15Q_{II}T_{сн} \quad (8)$$

Тогда с учетом результатов (4) и (8) влияние несвоевременности выполнения РВР на величину полезного продукта (металла) будет определяться разностью вида

$$\Delta S = S_I - S_{II} \quad (9)$$

$$\Delta S = 0,45Q_{II}T_{сн} - 0,15Q_{II}T_{сн} \quad (10)$$

$$\Delta S = 0,3Q_{II}T_{сн} \quad (11)$$

С учетом результата (11) в вещественном выражении потери металла составят:

$$\Delta S_M = \Delta S \cdot V_M, \text{ кг} \quad (12)$$

где: V_M – содержание металла в ПР, кг/м^3 (например, $V_M=0,1\text{кг/м}^3$).

Отсюда имеем:

$$\Delta S_M = 0,3Q_{II}T_{сн}V_M, \text{ кг} \quad (13)$$

Если принять $Q_{II}=4\text{м}^3/\text{час}$; $T_{сн}=8640\text{час}$; $V_M=0,1\text{кг/м}^3$, то имеем $\Delta S_M=0,3 \cdot 4 \cdot 8640 \cdot 0,1=1032\text{кг/скв. год}$.

Потери полезного продукта (металла) в стоимостном выражении будут равны

$$\Pi_M^I = 0,45 Q_{\text{п}} T_{\text{сн}} V_M C_M + \Pi_{\text{РВР}}^I; \quad (14)$$

$$\Pi_M^{\text{II}} = 0,15 Q_{\text{п}} T_{\text{сн}} V_M C_M + n \Pi_{\text{РВР}}^{\text{II}} \quad (15)$$

Откуда

$$\Delta \Pi_M = \Pi_M^I - \Pi_M^{\text{II}}, \quad (16)$$

$$\Delta \Pi_M = 0,3 Q_{\text{п}} T_{\text{сн}} V_M C_M + \Pi_{\text{РВР}}^I - n \Pi_{\text{РВР}}^{\text{II}}. \quad (17)$$

Если принять в качестве примера $C_M = 3000$ руб.; $\Pi_{\text{РВР}}^I = 10000$ руб.; $\Pi_{\text{РВР}}^{\text{II}} = 5000$ руб., то потери в стоимостном выражении составят

$$\Delta \Pi_M = 0,3 * 4 * 8640 * 0,1 * 3000 + 10000 - 4 * 5000 = 3.100.400 \text{ руб./скв.год.}$$

Соответственно, при N скважин в год, находящихся в эксплуатации, потери от несвоевременного проведения РВР увеличатся в N раз как в вещественном, так и в стоимостном выражении. Например, при $N = 1000$ скважин имеем $\Delta S_M = 1.032.000$ кг/год; $\Delta \Pi_M = 3.100.400.000$ руб./год. [4]

Выводы

Несвоевременное выполнение РВР приводит к существенным потерям полезного продукта как в вещественном, так и в стоимостном выражении.

Библиография

1. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Методы и технические средства обработки фильтров и прифильтровых зон технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №7, с.40-44.
2. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Специальные работы для восстановления и поддержания рабочего состояния эксплуатационной колонны технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №8 с.40-45.
3. Ивашечкин В.В., Шейко А.М. К расчету межремонтных периодов скважинных водозаборов с учетом старения скважин. Вестник «Наука и техника», БНТУ, 2006, №6, с. 5-10.
4. Сырчина А.С., Арсентьев Ю.А. Методика определения основного показателя планирования проведения ремонтно-восстановительных работ на технологических скважинах В книге: Молодые - Наукам о Земле. Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах. Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Москва, 2022. С. 291-294.

*Анализ физико-механических и водно-физических свойств шламовых отходов обогащения калийных руд. Кузьмич В.А. * (Белорусский национальный технический университет, kuzmich.v@bntu.by), Кологривко А.А. (Белорусский национальный технический университет, akologrivko@bntu.by)*

Аннотация

Представлены модельные исследования физико-механических и водно-физических свойств шламовых отходов обогащения калийных руд шламохранилища ОАО «Беларуськалий» в горно-геологической информационной системе Micromine Origin&Beyond на основе данных инженерно-геологических изысканий и лабораторных исследований.

Ключевые слова

Шламохранилище, шламовые отходы, ГГИС Micromine Origin&Beyond

Актуальность исследований

Спрос на калийные удобрения влечет увеличение добычи калийных руд ОАО «Беларуськалий», работающего на сырьевой базе Старобинского месторождения. Следствием интенсификации добычи является увеличение отходов обогащения и расширение площадей для их складирования. Эффективная организация хвостовых хозяйств имеет сложности с отводом площадей под солеотвалы и шламохранилища. В этой связи, использование отработанных шламохранилищ имеет перспективы для складирования галитовых отходов в значительных объемах [1, 2].

Так, отработанное шламохранилище №3 СОФ 1РУ ОАО «Беларуськалий» представляет интерес для работы по организации хвостового хозяйства за счет обогащения руд на 1 РУ, поступающих из рудника 1РУ и Березовского рудника. Анализ вариантов развития солеотвала 1 РУ показывает, что наиболее приемлемым является вариант высотного складирования со строительством нового конвейерного уклона на площади отработанного шламохранилища №3 [3].

Исследования в ГГИС Micromine Origin&Beyond

Шламохранилище №3 построено за счет строительства ограждающей дамбы из грунта, вынутого с ложа шламохранилища, и введено в эксплуатацию в 1975г. В процессе эксплуатации было реконструировано дважды за счет повышения отметки гребня дамб. Противофильтрационный экран по ложу шламохранилища выполнен из полиэтиленовой пленки в один слой, а в дамбах – из суглинка минимальной мощностью 0,7 м. Для удаления рассолов предусматривались два шахтных колодца. В связи с подработкой, выполнены меры защиты дамб, включающие в себя снижение уровня заполнения рассолов, устройство грунтовой пригрузки на низовом откосе дамб, устройство трубчатого дренажа на низовом откосе дамб. В качестве противофильтрационного экрана в дамбе предусмотрен экран из супеси, грунтовая пригрузка гребня и запас высоты дамбы на осадку.

В ходе исследований особое внимание уделено анализу физико-механических и водно-физических свойств, а именно определению качественного состояния шламовых

грунтов, что в целом определяет безопасность дальнейшего процесса складирования галитовых отходов на слабом основании, представленного шламовыми грунтами.

Изучение архивных данных позволило определить, что на момент изысканий шламохранилище было заполнено шламовыми грунтами различной консистенции и сверху повсеместно, за исключением узкой придамбовой зоны шириной от 7 до 100 м, залитой крепкими хлоридно-натриевыми рассолами глубиной до 5,5 м.

Аналізу физико-механических свойств шламовых грунтов чаши шламохранилища подверглись 21 разведочная скважина (рисунок 1). Определены естественная влажность, пластичность, консистенция, липкость, плотность, сопротивление сдвигу, коэффициент фильтрации шламов. Исследования проведены согласно утвержденным методическим указаниям и ГОСТам на конкретный вид анализа.

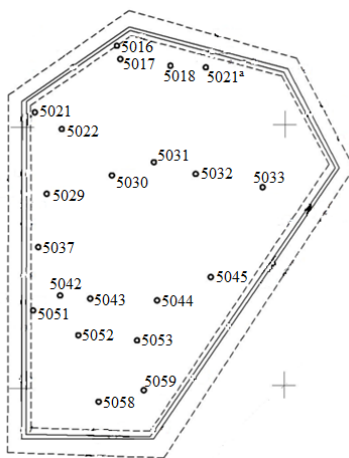


Рисунок 1. Схема расположения разведочных выработок на шламохранилище №3

Проведенный анализ полученных данных в ходе инженерно-геологических изысканий и лабораторных исследований физико-механических и водно-физических свойств грунтов, слагающих тело шламов, показателей их структурного строения послужили исходными данными для исследования качественных параметров тела шламов в горно-геологической информационной системе Micromine [4]. Формирование трехмерной модели шламов на основе исследовательских скважин явилось главной основой для расчета ее качественных характеристик. Расчет параметров тела слабого основания шламовых грунтов и отображение их соответствующими цветовыми палитрами выполнен методом обратных расстояний. Модельные исследования проводились по конечным физико-механическим и водно-физическим показателям шламовых грунтов. На примере естественной влажности представлена модель распределения показателя по телу шламов (рисунок 2), поперечный и продольный разрезы по телу шламов (рисунок 3 и 4) и процентное распределение показателя в построенной трехмерной модели тела шламов (рисунок 5).

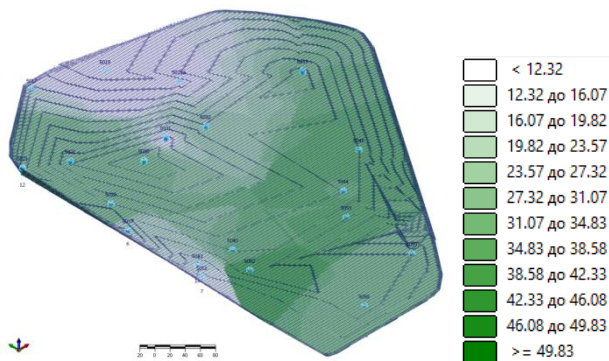


Рисунок 2. Модель распределения влажности по телу шламов

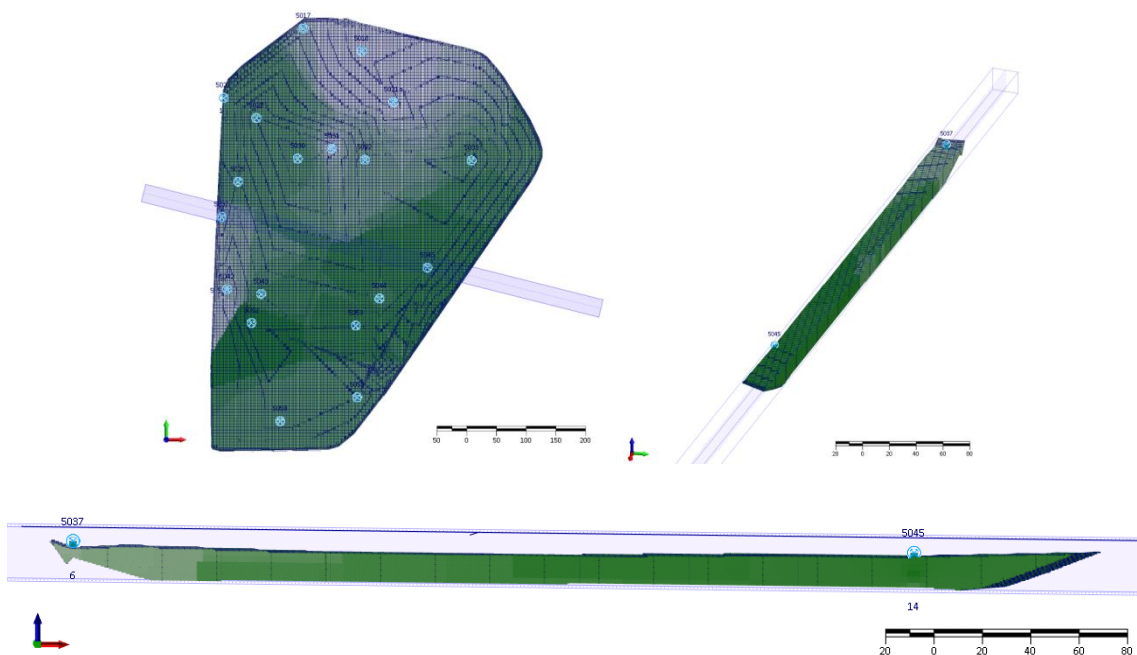


Рисунок 3. Поперечный разрез по исследовательским скважинам 5037-5045

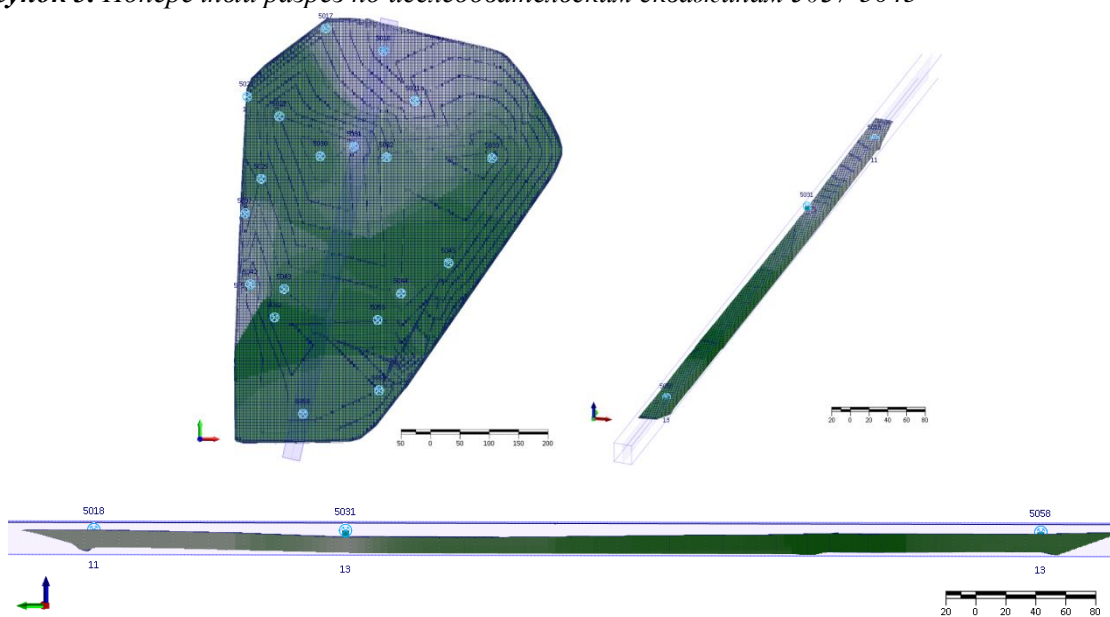


Рисунок 4. Продольный разрез по исследовательским скважинам 5018-5031-5058

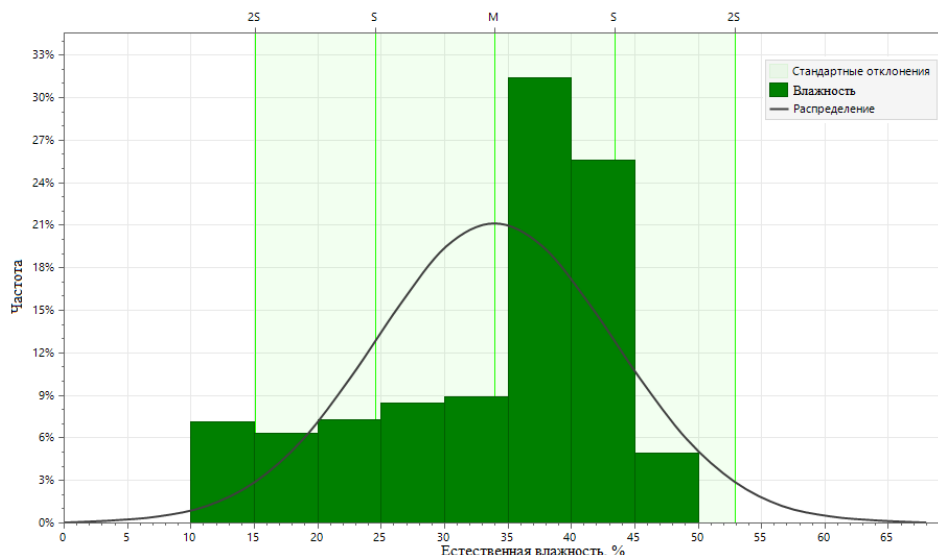


Рисунок 5. Процентное распределение естественной влажности в построенной трехмерной модели шламов

Выводы

Шламохранилище №3 1РУ ОАО «Беларуськалий» заполнено избыточно-засоленными грунтами от текучей до твердой консистенции. Строение шламохранилища двухслойное. Под рассолами залегают текучие шламовые грунты верхнего слоя, а под ними - плотные шламовые грунты от пластичной до твердой консистенции. Процентное распределение по трехмерной модели тела слабого основания из шламовых грунтов демонстрирует значения показателей естественной влажности с вариацией от 12,32 до 49,83%; угла внутреннего – от 0 до 16,01; числа пластичности – от 0 до 23,7; плотности – от 0,00 до 1,88г/см³; сцепления – от 0,00 до 0,018 МПа.

Библиография

1. Шемет, С.Ф. Снижение геоэкологических последствий при подземной разработке калийных месторождений / С.Ф. Шемет, А.А. Кологривко // Горный журнал. – 2015. - №5. – с.100-104
2. Кологривко, А.А. Складирование глинисто-солевых шламов при расширении солеотвалов на отработанных шламохранилищах / А.А. Кологривко // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2016. – Вып. 2. – С. 21–28
3. Борзаковский, Б.А. Технология гидронамыва солеотвала на калийных предприятиях Верхнекамья / Б.А. Борзаковский // Сб. статей Горного информационно-аналитического бюллетеня. М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2006. - №1. – с. 191-195
4. Федотов, Г.С. Создание блочной геомеханической модели района Северомуйского тоннеля в ГГИС Micromine Origin&Beyond/ Г.С. Федотов, Б.В. Курцев, А.М. Янбеков, А.Р. Умаров// Горный журнал. – 2023. - №1. – с. 64-68

Критерий устойчивости пород на круговом контуре горной выработки. Кучеренко С.О. *(МГРИ, kucherenkosofiy@gmail.com), Шевченко А.А. (МГРИ, Shevchenko.2401@yandex.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentievia@mgri.ru)

Анотация

В сообщении указано на возможность распространения критерия устойчивости, предложенного проф. Н.С. Булычевым, содержащего $k_s = 1 + \frac{1}{\sin \varphi} [I \Gamma_\varepsilon^{\sin \varphi} - 1]$ – коэффициент повышения устойчивости, пород, обладающих пластическими свойствами, для оценки состояния пород, окружающих горную выработку, с учётом наличия отпора, создаваемого «условно опережающей закладкой», выступающей в качестве силового фактора, замедляющего процесс распространения пластической деформации и отдаляющего начальный момент образования зоны разрушения.

Ключевые слова

Слабые грунты, упругопластическая модель, коэффициент повышения характеристики пластичности, условная закладка, горная выработка.

Теория

В настоящее время проходка выработки, в том числе круглого сечения, в слабых грунтах производится после выполнения процедуры полного искусственного изменения механических свойств грунтов, слагающих массив путём подачи через инъекционные скважины связующего раствора [1].

С целью снижения энергозатрат была предложена технология, предусматривающая переход на ограниченное искусственное изменение механических свойств только тех грунтов, которые окружают контур будущей горной выработки.

Таким образом, формируется массив с изменёнными свойствами, охватывающий пространство, заполненное слабыми грунтами, выполняющими роль «условно опережающей закладки». Если предположить, что грунты с изменёнными механическими свойствами в окружении выработки, обладающие как внутренним трением φ , так и сцеплением C , представляют упруго-пластический массив, соответствующий модели Н.С.Булычева (рис. 1а.) и характеризуемый графиком (рис. 1б.), то его разрушению будет предшествовать некоторая пластическая деформация, протекающая с определенной скоростью. А отпор, создаваемый «условно опережающей закладкой», представленный на модели в виде внутреннего давления p , распределённого равномерно по контуру выработки радиуса r_0 , будет выступать в качестве силового фактора, замедляющего процесс распространения пластической деформации и отдаляющего начальный момент образования зоны разрушения.

В случае действия внутреннего давления p , достаточное условие исчерпания прочности грунта будет иметь следующий вид

$$\varepsilon_\theta^{(p)} = \varepsilon_c^{(p)}, \quad (1)$$

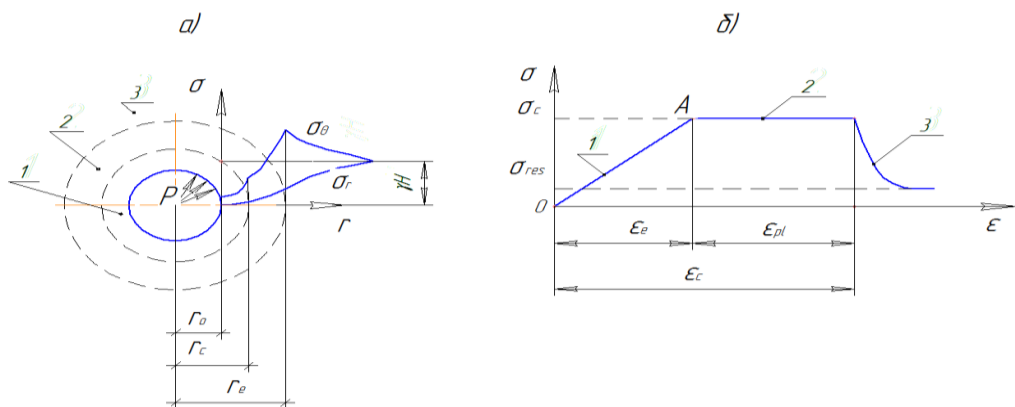


Рисунок 1. Схема (а): 1 – зона упругих деформаций; 2 – зона пластических деформаций, протекающих без разрушения; 3 – зона разрушения, характеризующая постепенным снижением сопротивления, и диаграмма напряжений (б) упруго-пластической модели с ограниченной пластической деформацией массива с горной выработкой.

где: $\epsilon_c^{(p)}$ - общая предельная деформация грунтов; $\epsilon_\theta^{(p)}$ - предельная пластическая деформация.

При этом предельная пластическая деформация с учетом внутреннего давления на контур выработки будет определена из выражения

$$\epsilon_\theta^{(p)} = \frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{2G} \left[\frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{2}{\alpha}} \sin \varphi \quad (2)$$

где: γ - удельный вес грунтов, Н/м³; H – глубина заложения выработки, м; G - модуль сдвига, МПа.

Тогда условие исчерпания прочности (1) с учетом выражения (2), принимает вид

$$\frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{2G} \sin \varphi \left[\frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{2}{\alpha}} = \epsilon_c^{(p)} \quad (3)$$

Преобразуем левую часть равенства (3) следующим образом:

$$\frac{C \cos \varphi}{2G(1 - \sin \varphi)} \left[\frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{C \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{1}{\sin \varphi}} \left[\frac{C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} \right]^{\frac{2}{\alpha}} = \epsilon_e^{(0)} \Pi_\epsilon \left[\frac{C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} \right]^{\frac{2}{\alpha}} = \epsilon_c^{(0)} \left[\frac{C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} \right]^{\frac{2}{\alpha}},$$

где $\left[\frac{\gamma H + C \operatorname{ctg} \varphi}{C \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{1}{\sin \varphi}} = \Pi_\epsilon$ - характеристика пластичности грунтов при отсутствии внутреннего давления.

Тогда равенство (3) принимает следующий вид

$$\epsilon_c^{(0)} \left[\frac{C \operatorname{ctg} \varphi}{p + C \operatorname{ctg} \varphi} \right]^{\frac{2}{\alpha}} = \epsilon_c^{(p)}, \quad (4)$$

где: $\varepsilon_c^{(0)}$ - общая предельная деформация грунтов при отсутствии внутреннего давления. Из выражения (4) следует, что множитель $\left[\frac{Cctg\varphi}{p+Cctg\varphi}\right]^{\frac{2}{\alpha}}$ будет представлять собой параметр замедления процесса распространения пластической деформации, а величина обратная ему будет соответственно коэффициентом повышения характеристики пластичности грунтов, окружающих выработку, величина которого с учетом введенного обозначения k_{pl} будет определяться как

$$k_{pl} = \left[\frac{p+Cctg\varphi}{Cctg\varphi}\right]^{\frac{1-\sin\varphi}{\sin\varphi}} \quad (5)$$

Тогда коэффициент повышения устойчивости k_s , входящий в состав критерия устойчивости грунтов вида $\gamma H k_\sigma \leq k_s \sigma_c$, для предлагаемой технологии проходки выработки, будет определяться с учетом результата (5) по формуле вида

$$k_s = 1 + \frac{1}{\sin\varphi} [k_{pl} \Pi_\varepsilon^{\sin\varphi} - 1] \quad (6)$$

Из формулы (6) следует, что увеличение внутреннего давления p , при прочих равных условиях, приводит к повышению устойчивости грунтов, окружающих выработку.

Для количественной оценки влияния «условно опережающей закладки» на устойчивость грунтов, окружающих подземную выработку круглого сечения, определим численные значения коэффициента повышения характеристики пластичности k_{pl} грунтов для различных внешних условий. Для этой цели в качестве исходных значений параметров, составляющих формулу (5), принимаем: $\gamma = 0,026 \text{ Н/м}^3$; $\varphi = 35^\circ$; $p = k_p \gamma H$ ($k_p = 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6$); $H = 10, 20, 30, \dots, 100 \text{ м}$; $C = 6 \text{ МПа}; 18 \text{ МПа}; 30 \text{ МПа}$.

Анализ полученных результатов расчета позволяет сделать следующие выводы.

Выводы

1. При постоянной глубине заложения выработки H наблюдается рост величины коэффициента повышения характеристики пластичности грунтов k_{pl} пропорциональный величине отпора p , создаваемого «условно опережающей закладкой». Так при $H = 100 \text{ м}$ рост k_{pl} соответственно составляет при $C = 6 \text{ МПа}$ – 14,88%; при $C = 18 \text{ МПа}$ – 5,6%; при $C = 30 \text{ МПа}$ – 3,46%.
2. При постоянной величине отпора p отмечается увеличение коэффициента повышения пластичности грунтов k_{pl} пропорциональное росту глубины заложения выработки H . Так при $p = 0,6 \gamma H$ рост k_{pl} соответственно составляет при $C = 6 \text{ МПа}$ – 28%; при $C = 18 \text{ МПа}$ – 9,2%; при $C = 30 \text{ МПа}$ – 5,47%.
3. Наибольший эффект замедления процесса распространения пластической деформации проявляется в грунтах, характеризующихся малым сцеплением ($C = 6 \text{ МПа}$).

По результатам вычислений построены графики, показанные на рисунке 2.

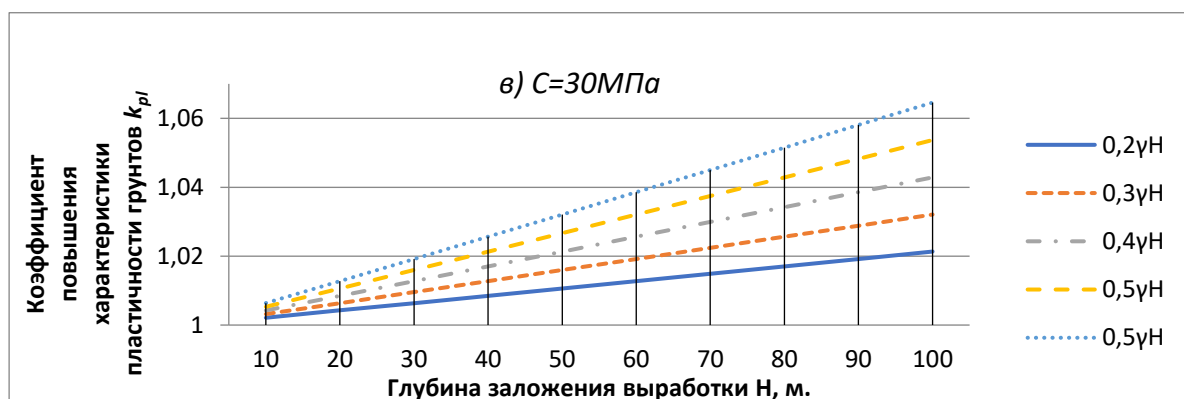
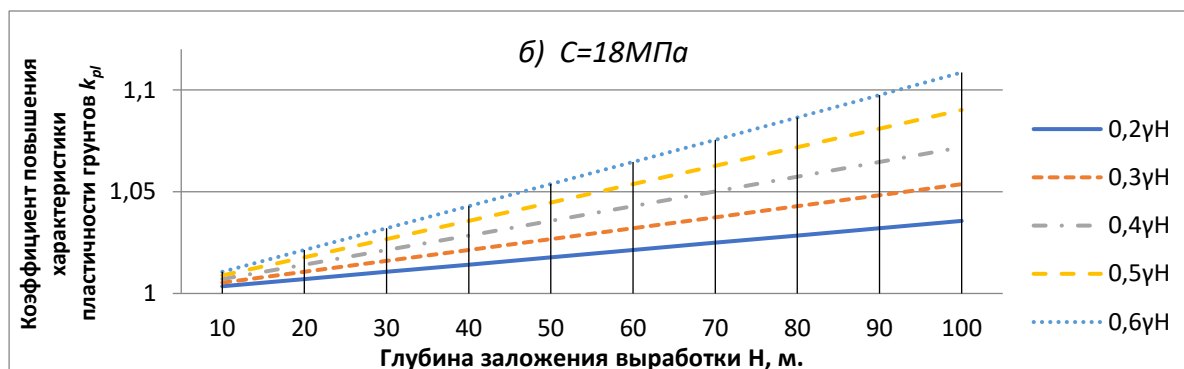
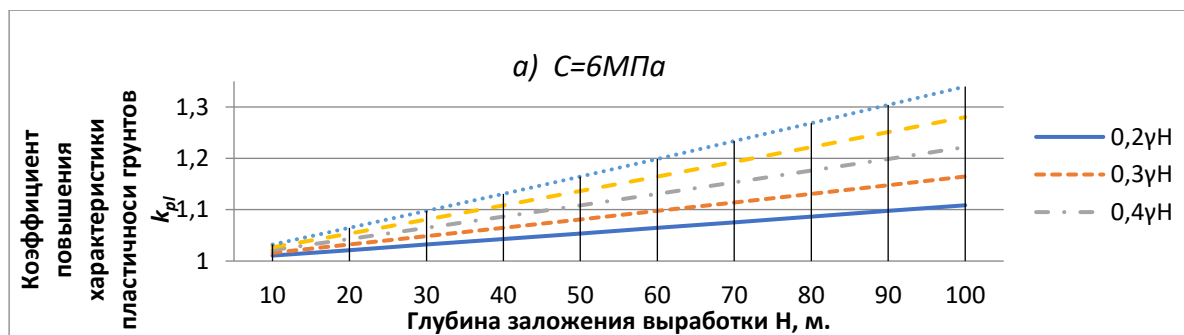


Рисунок 2. Графики зависимости величины коэффицента повышения характеристики пластичности грунтов k_{pl} от глубины заложения выработки H ($*\gamma=0,026 \text{ Н/м}^3$; $\varphi=35^\circ$).

Библиография

1. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений М.: Недра, 1989. 270 с.
2. Борисов А.А. Механика горных пород и массивов М: Недра, 1980. 360 с.
3. Волкова О.А., Арсентьев Ю.А., Иляхин С.В., Назаров А.П. Повышение устойчивости подземной горной выработки методом опережающего закрепления грунтобетоном М.: Геология и разведка. 2019. №2. С. 54-59.
4. Гришко Д.А. Обоснование технологических параметров струйной цементации песчаных грунтов М.: Горная книга, 2018. 360 с.

Применение принципов механики в смешанных единоборствах. Подаревский Г.Д.
(Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго
Орджоникидзе; mr.gerard111@mail.ru). Соавтор Некоз С.Ю. (Российский
государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе;
nekozsy@mgri.ru). Соавтор Нанян А.В.* (Российский государственный
геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе;
andrusha2003@gmail.com)*

Аннотация

В докладе изложено применение принципов механики в единоборствах. Теоретическая механика изучает движение тел и его законы, и может помочь спортсменам стать более эффективными в своих движениях и техниках. Одной из основных целей применения знаний механики в единоборствах является предсказание движения тел во время боя и определение оптимальных моментов для нанесения ударов. Понимание того, как различные силы воздействуют на тело, позволяет спортсменам эффективнее контролировать свои движения и избегать травм. Применение принципов механики в единоборствах может повысить эффективность и безопасность тренировок и боев, а также привести к улучшению результатов и повышению шансов на победу.

Ключевые слова

Механика, смешанные единоборства, эффективность, математические модели.

Источники финансирования

-

Теория

«Теоретическая механика есть наука о простейшей форме движения материи, наука об общих законах механического движения и равновесия материальных тел». [3]

Она находит применение во многих областях, включая инженерию, физику, аэродинамику, биологию, медицину и даже единоборства.

«Смешанные боевые искусства - также ММА. Боевые искусства, часто называемые «боями без правил», представляющие собой сочетание множества техник, школ и направлений единоборств. ММА является полноконтактным боем с применением ударной техники и борьбы как в стойке (клинч), так и на полу (партер)». [1]

Единоборства – это вид спорта, в котором два соперника борются между собой с использованием различных техник, таких как удары и захваты. Использование знаний механики в единоборствах может помочь спортсменам стать более эффективными в своих движениях и техниках.

Одной из основных целей применения знаний механики в единоборствах является предсказание во время боя движения тел, таких как руки, ноги и тело в целом. Это особенно важно для спортсменов, которые должны быстро реагировать на движения своих противников и наносить точные удары в определенные моменты времени. Для достижения этой цели тренеры и спортсмены могут использовать математические модели, которые помогают предсказать движение тела и определить оптимальные моменты для нанесения ударов. Майкл Джерард Тайсон — американский боксёр-профессионал, выступавший в тяжёлой весовой категории; один из самых известных и узнаваемых боксёров в истории. Наверное, многие видели его зрелищные и мощнейшие удары (Рис.1).



Рисунок 1. Удар Майка Тайсона.

Важным аспектом в единоборствах является понимание, как различные силы воздействуют на тело. Например, когда спортсмен ударяет соперника, на его тело воздействует сила, которая может изменить его движение. Понимание того, как эти силы работают, позволяет спортсмену эффективнее контролировать свои движения и избегать травм. Подаревский Герард Дмитриевич – юный спортсмен, обладатель пояса промоушена JFC Pride, Мастер Спорта по ММА, чемпион России по боевому самбо, один из соавторов нашего проекта, принимал участие во многих соревнованиях, провёл более 100 любительских поединков и расскажет в докладе о применении принципов механики в некоторых приёмах и ударах. (Рис.2).



Рисунок 2. Удар Герарда Подаревского.

Первый принцип, который применяется в единоборствах, это принцип сохранения энергии. Этот принцип гласит, что энергия не может быть создана или уничтожена, а только превращена из одной формы в другую. В единоборствах это означает, что боец должен уметь распределять свою энергию так, чтобы длительность боя не превышала его физических возможностей. Например, боец может сберечь свои силы на начало боя, чтобы иметь возможность атаковать в самом конце, когда его соперник устал.

Второй принцип, который используется в единоборствах, это принцип наименьшего действия. Этот принцип гласит, что при движении материальной точки между двумя точками она выбирает такой путь, который требует наименьшего действия. В единоборствах это означает, что боец должен выбирать такие движения, которые будут наименее затратными для него. Например, боец может выбирать более короткий путь для достижения своей цели, чтобы сократить затраты энергии.

Третий принцип, который применяется в единоборствах, это принцип соотношения сил. Этот принцип гласит, что сила, действующая на объект, пропорциональна массе объекта и его ускорению. В единоборствах это означает, что боец должен использовать свою массу и ускорение для увеличения силы своих атак и защиты. Например, боец может использовать свой вес и скорость, чтобы ударить сильнее своего соперника.

«Центром тяжести твердого тела называется центр системы параллельных сил тяжести частиц данного тела». [4]

Центр тяжести человека - это точка, в которой можно представить всю массу тела сосредоточенной таким образом, что подвешенный к ней человек находится в полном равновесии без вращательного движения.

У здорового взрослого человека центр тяжести находится приблизительно в области живота, немного выше таза, на расстоянии около 55% от высоты тела в направлении головы. Однако при определенных движениях и позах, например, при приседании, центр тяжести может перемещаться вниз и немного назад. Центр тяжести также может зависеть в зависимости от пола, возраста, физической формы и состояния здоровья человека.

В единоборствах знание центра тяжести является важным аспектом для эффективного применения техник, так как позволяет борцу контролировать свой центр масс и устанавливать лучший контакт с оппонентом.

Например, при выполнении броска в борьбе или джиу-джитсу, знание центра тяжести позволяет борцу определить лучшую точку контакта и точное направление броска. В стойке, знание центра тяжести позволяет бойцу быстрее реагировать на движения оппонента и поддерживать свою устойчивость, уклоняясь или отталкиваясь.

В целом, знание и понимание центра тяжести играет важную роль в эффективной работе бойца, и оно может быть использовано для улучшения техник, улучшения устойчивости и контроля движения в бою.

Теоретическая механика также может использоваться для анализа и оптимизации тренировочных программ спортсменов. Знание о принципах и законах движения позволяет тренерам и спортсменам разработать наиболее эффективную программу тренировок, которая поможет им достичь максимальных результатов.

Кроме того, теоретическая механика может использоваться для разработки и оптимизации защитного снаряжения. Знание о физических свойствах материалов и законах движения позволяет создавать более эффективные и безопасные предметы экипировки, такие как шлемы, защитные наколенники и налокотники.

Выводы

В заключение хотелось бы отметить, что применение знаний механики в единоборствах является важным аспектом для повышения эффективности и безопасности тренировок и боев. Понимание законов движения тела, механики ударов и захватов, а также координации движений позволяет спортсменам использовать свои техники более эффективно и контролировать свои движения в бою. Это в свою очередь может привести к улучшению их результатов и повышению шансов на победу.

«Пока человек не сдается, он сильнее своей судьбы» — Майк Тайсон.

Библиография

1. Исследовательская работа Смешанные единоборства — спорт сильных духом и телом // интернет-издание Pandia URL: <https://pandia.ru/text/83/336/91332.php> (дата обращения: 9.02.2023).
2. Обучение и тренировка боксеров // SportWiki энциклопедия URL: http://m.sportwiki.to/Обучение_и_тренировка_боксеров (дата обращения: 7.02.2023).
3. Теоретическая механика: теория, задания и примеры решения задач. Издание второе исправленное и дополненное. Учебное пособие для техн. вузов/ Ермаков Б.Е., Асриянц А.А., Борисевич В.Б., Кольцов В.И.; Под ред. Б.Е. Ермакова. М.: 2007. – 344 с., ил.
4. Курс теоретической механики: Учебник для вузов / В. И. Дронг, В. В. Дубинин, М. М. Ильин и др.; Под общ. ред. К. С. Колесникова. 3-е изд., стереотип. - М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. - 736 с.: ил. (Сер. Механика в техническом университете; Т. 1).

Влияние собственного веса и крутящего момента на величину отклоняющей силы системы «долото – ВЗД» при бурении наклонных участков скважин. к.т.н. Нгуен Тиен Хунг* (Ханойский горно-геологический университет, rggru1@gmail.com), к.т.н. Арсентьев Ю.А. (МГРИ, Arsentev1956@yandex.ru)

Аннотация

В данном сообщении приведены расчетные схемы роторной системы «долото – ВЗД», используемой при бурении наклонных участков скважин. Получены путем применения метода интегрирования приближенного дифференциального уравнения упругой линии балки выражения для определения отклоняющей силы, действующей на долото, с учетом влияния собственного веса и крутящего момента заданной роторной системы.

Ключевые слова

Система «долото – ВЗД», винтовой забойный двигатель, отклоняющая сила, собственный вес, крутящий момент.

Теория

В настоящее время при бурении наклонных участков скважин месторождения «Южный Дракон и Доймой» для привода вращения долота в основном используется роторная система «долото – ВЗД» (ВЗД), показанная на рис. 1.

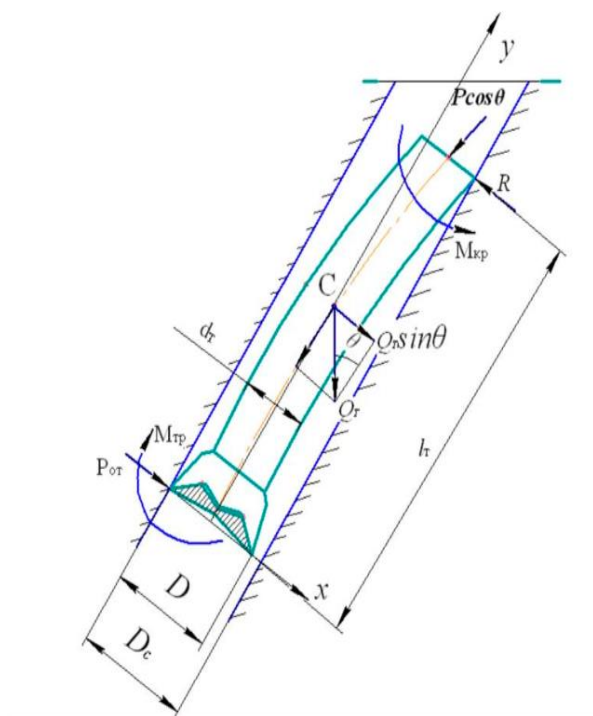


Рисунок 1. Схема для определения отклоняющей силы при бурении с кривым переводником.

В качестве специального инструмента системы для отклонения ствола скважины, используется ВЗД, спускаемый в скважину на кривом переводнике. При этом приращение искривления ствола может быть достигнуто в большей степени (83%)

вследствие фрезерования стенки скважины [3], которое происходит под действием отклоняющей силы $P_{от}$, действующей на долото, и направленной перпендикулярно от к его оси. Для определения величины отклоняющей силы $P_{от}$ воспользуемся условием вида:

$$f < f_k, \quad (1)$$

где: f – фактическое значение стрелы прогиба; f_k – критическое значение стрелы прогиба ($f_k = 0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T$) [2]; D_c – диаметр скважины; D – диаметр долота; d_T – диаметр ВЗД (винтовой забойный двигатель).

Тогда условие (1) принимает вид:

$$f < 0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T. \quad (2)$$

При этом упругая система ВЗД на расчетной схеме может быть представлена в виде двухопорной балки, испытывающей продольно – поперечный изгиб (рис. 2). В связи с этим фактическое значение стрелы прогиба f можно определять, как [1]

$$f = \frac{f_0}{1 - \frac{P_{cos\theta}}{P_{\Xi}}}, \quad (3)$$

где: $P_{\Xi} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_T}{l_T^2}$ – эйлерова сила, Н; $P_{cos\theta}$ – продольная сила, Н; f_0 – стрела прогиба от поперечной нагрузки, м. Вторым членом в знаменателе оценивается влияние продольной силы на стрелу прогиба. Ее влияние возрастает с увеличением гибкости балки, т.е. с увеличением длины l_T или с уменьшением жесткости при изгибе EI_T .

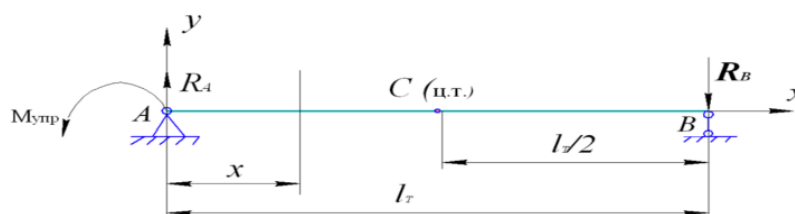


Рисунок 2. Расчетная схема упругой системы «долото – ВЗД».

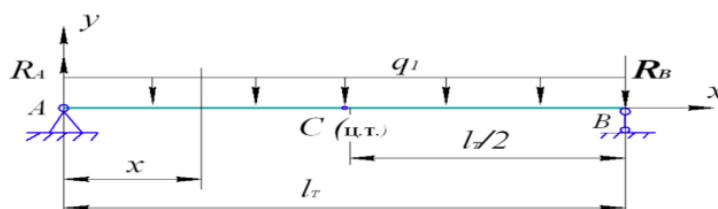


Рисунок 3. Расчетная схема упругой системы «долото – ВЗД».

Текущее значение стрелы прогиба балки f_0 , учитывая принцип независимости действия сил при поперечном изгибе, определяем как алгебраическую сумму значений прогибов от действия каждой внешней силы, приложенной к балке:

$$f_0 = f_{M_{\text{упр}}} + f_{M_k} + f_{Q_T}, \quad (4)$$

где: $f_{M_{\text{упр}}}$ – текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента упругих сил $M_{\text{упр}}$, м; f_{M_k} – стрела прогиба балки от действия изгибающей составляющей M_y вектора крутящего момента M_k , м; f_{Q_T} – стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей веса системы ВЗД, $Q_T \sin \theta$, м.

Текущие значения составляющих стрелы прогиба балки: $f_{M_{\text{упр}}}$, f_{M_k} , определяем, например, путем интегрирования приближенного дифференциального уравнения упругой линии балки, показанной на рис.2, а f_{Q_T} – тем же способом с учетом рис.3. Тогда имеем, соответственно

$$f_{M_{\text{упр}}} = M_{\text{упр}} \frac{l_T^2}{16EI_T}; \quad f_{M_k} = \frac{M_k t g \theta l_T^2}{16EI_T}; \quad f_{Q_T} = \frac{5Q_T l_T^3 \sin \theta}{384EI_T}, \quad (5), (6), (7)$$

где: l_T – длина ВЗД и долота, м; EI_T – жесткость при изгибе ВЗД, Нм^2 .

После подстановки полученных результатов (5), (6), (7) и с учетом того, что $M_{\text{упр}} = P_y l_T$, а $M_k = 0,5P_{\text{от}} D_c \mu$ условие (2) принимает вид

$$\frac{P_y l_T^3}{16EI_T} + \frac{0,5P_{\text{от}} D_c \mu t g \theta l_T^2}{16EI_T} + \frac{5Q_T l_T^3 \sin \theta}{384EI_T} < (0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T) \left(1 - \frac{P \cos \theta}{P_\Sigma}\right). \quad (8)$$

Однако по формуле М.П. Гулизаде отклоняющая сила при применении кривого переводника определяется как [2].

$$P_{\text{от}} = P_y - \frac{Q_T l_{\text{ц}} \sin \theta}{l_T}, \quad (9)$$

где: $l_{\text{ц}}$ – расстояние от центра тяжести ВЗД до сечения изгиба отклонителя, м; l_T – расстояние от торца долота до сечения изгиба отклонителя, м.

Но если принять $l_{\text{ц}} = l_T/2$, то с учетом (8) и (9) отклоняющая сила после преобразований будет равна

$$P_{\text{от}} < \frac{16EI_T(0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T) \left(1 - \frac{P \cos \theta}{P_\Sigma}\right) - 0,29Q_T l_T^3 \sin \theta}{l_T^3 + 0,5D_c \mu t g \theta l_T^2}, \quad (10)$$

где: EI_T – жесткость при изгибе ВЗД, Нм^2 ; D_c – диаметр скважины, м; D – диаметр долота, м; d_T – диаметр ВЗД, м; P – осевая нагрузка на долото, Н; P_Σ – эйлерова сила, Н; Q_T – вес ВЗД, Н; l_T – длина ВЗД и долота, м.

В формуле (10) слагаемые вида $0,29Q_T l_T^3 \sin \theta$ и $0,5D_c \mu t g \theta l_T^2$ учитывают влияние собственного веса и крутящего момента соответственно, которое отражается на графиках, показанных на рис. 4. При этом использовались характеристики системы ВЗД типа *BL962*, применяемого в условиях бурения скважины №406: $l_T = (8,53 + 0,2)$ м; $Q_T = 22563$ Н; $d_T = 0,2445$ м; $EI_T = 32,198 \cdot 10^6 \text{ Нм}^2$; $P = 130000$ Н; $D_c = 0,311$ м; $\mu = 0,2$; $\theta = 25^\circ$.

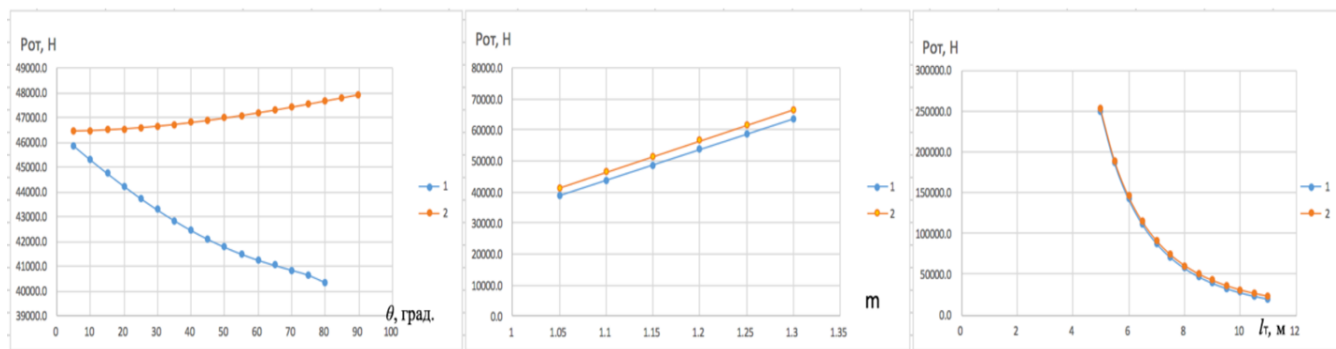


Рисунок 4. Графики зависимостей отклоняющей силы от зенитного угла ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины и суммарной длины системы «долото – ВЗД»: 1 – без учета влияния веса ВЗД и крутящего момента; 2 – с учетом влияния веса ВЗД и крутящего момента.

Выводы

1. Отклоняющая сила, действующая на долото пропорционально уменьшается при увеличении зенитного угла ствола скважины (рис. 4а) и при увеличении длины забойного двигателя (рис. 4в), что приводит к затруднению контроля за направлением ствола скважины.

2. При увеличении зазора между долотом и стенкой скважины эта сила увеличивается, но она не должна превышать определенного критического значения, при котором стрела прогиба системы «долото – ВЗД» достигает критического значения и корпус забойного двигателя, изгибаясь, препятствует искривлению ствола в заданном направлении. В этих случаях ВЗД из ограничивающего фактора интенсивности искривления ствола превращается в препятствующий фактор искривления скважины в требуемом направлении.

Библиография

1. Арсентьев Ю.А., Булгаков Е.С. Сборник задач по прикладной механике (Сопротивление материалов) М.:Изд. РГГРУ.2008.416 с.
2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин М.: Недра. 1990. 346 с.
3. Нгуен Тиен Хунг Эффективность применения роторной управляемой системы для бурения скважин на предприятии Вьетсовпетро (СРВ). Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2016. №2. С. 31-38.
4. Повалихин А.С., Калинин А.Г. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2011. 637 с.

Новые подходы к прогнозу геомеханического состояния массива пород на основе инновационных компьютерных технологий. Одинцев В.Н. (Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В.Мельникова Российской академии наук, Odin-VN@yandex.ru)

Аннотация

Рассматриваются вопросы долгосрочного, среднесрочного и оперативного прогнозов геомеханического состояния массива пород. Утверждается, что совершенствование прогнозов зависит от адекватного использования большого объема натуральных данных, которые с развитием инструментальных методов и компьютерных технологий становятся доминирующим фактором прогнозных исследований. Обсуждаются новые подходы к прогнозам на основе компьютерного моделирования, позволяющие в конечном счете снижать риск опасных природно-техногенных явлений.

Ключевые слова

Горные породы, освоение недр, прогноз, моделирование, компьютерные технологии

Теория

Освоение недр Земли невозможно без прогноза и контроля геомеханического состояния горных пород [1]. Прогноз является основанием для принятия ответственных решений по обеспечению эффективности и безопасности работ, а также сохранению окружающей среды. В связи с геомеханическими оценками условно выделяют долгосрочный, среднесрочный и оперативный прогнозы состояния массива с временем упреждения 5 лет и более, от года до 5 лет, несколько месяцев соответственно.

Долгое время все типы геомеханического прогноза основывались на инженерных методах, использующих сопромат, строительную механику, эквивалентные материалы, статистику. Контроль состояния массива проводился с помощью реперов и тензодатчиков. Постепенно развитие получили методы компьютерного моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) и инструментальные методы, использующие электронную аппаратуру и автоматическую обработку данных.

Связанный с этим прогресс в прогнозировании сменился относительным застоєм ввиду возникшей проблемы с исходной информацией для прогнозов. Для компьютерного моделирования необходим особый набор геомеханических данных, вместе с тем, инструментальные методы контроля обеспечивают рост объема натуральных данных, которые невозможно непосредственно использовать в компьютерном моделировании, например, данные сейсмоакустической эмиссии горных пород.

Возникшие трудности в прогнозировании можно преодолеть с помощью новых подходов к моделированию состояния массива и новых подходов в интерпретации данных и их гибкой адаптации к конкретным целям геомеханического прогноза.

Долгосрочный прогноз. Долгосрочный прогноз может быть построен на основе принципа малых пошаговых приращений [2,3]. Основная идея нового подхода

заключается в пошаговом прогнозе изменения состояния массива на основе плана техногенного воздействия и предполагаемого влияния различных факторов.

Прогноз заключается в следующем: 1) определяется исходная модель массива с определенной геологической структурой и заданным набором свойств; 2) выбирается характерный шаг развития техногенного воздействия на массив, который связывается с необходимостью последовательного введения в расчет новых факторов и изменяющейся геометрии выработанного пространства; 3) для каждого шага проводится моделирование НДС с учетом результатов расчетов на предыдущих шагах и возможных изменений конкретно на рассматриваемом шаге; 4) проводится анализ общей тенденции пошаговых изменений в геосреде; 5) результаты анализа обобщаются в целостный прогноз геомеханического состояния, который можно использовать в оценках безопасности и эффективности освоения недр. Схема пошагового прогноза показана на рис.1,в.

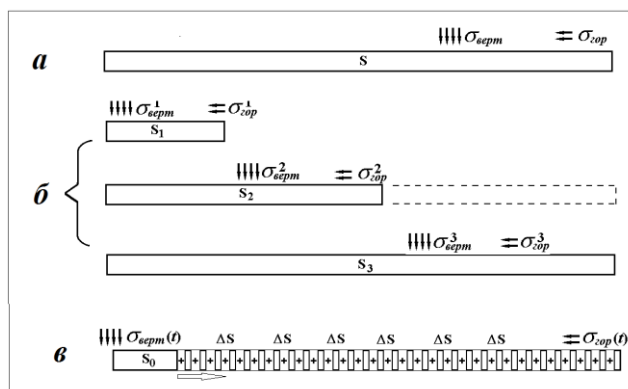


Рисунок 1. Схема прогнозной оценки геомеханического состояния массива: **а** – по одному, наиболее характерному состоянию; **б** – по нескольким состояниям на различных этапах выемки; **в** – с учетом истории и влияния предыдущих состояний массива пород

Основное достоинство нового подхода – возможность учета разных этапов техногенного воздействия на геосреду, а также возможность учета дополнительной информации (по мере ее поступления), которая прямо или косвенно влияет на постановку этапных расчетных задач. Конечный результат долгосрочного прогноза – выявление сценариев развития геопроцессов и проработка вопросов по снижению их негативных последствий. Трудности в реализации этого подхода связаны с относительно большим объемом моделирования и необходимостью междисциплинарного анализа состояния массива. Основные идеи подхода разработаны в ИПКОН.

Среднесрочный прогноз. Среднесрочный прогноз геомеханического состояния массива также можно реализовать с помощью принципа малых пошаговых приращений. Например, по такой схеме был построен ретроспективный прогноз условий прорыва воды в лаву (2) из затопленной выработки (1) (рис.2) [3]. В этом исследовании были выявлены возможные сценарии прорыва воды и, в частности, показана определяющая роль контакта слоев пород (3) в сценарии катастрофического прорыва (рис.2,б). На рисунке показаны изолинии главных растягивающих напряжений и образование локальной трещины (4), прорастающей из почвы лавы в контакт слоев, раскрывшийся под давлением воды. Точка Б – точка бифуркации в развитии магистральной трещины самопроизвольного гидроразрыва массива.

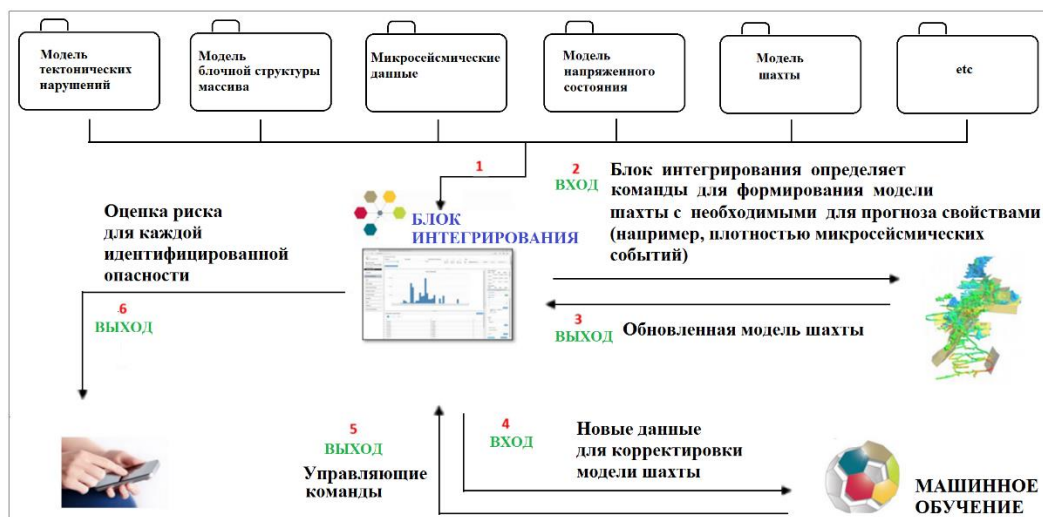


Рисунок 3. Возможная схема оперативного прогноза геомеханического состояния массива

Выводы

1. Современные компьютерные разработки, как в области программ расчетов напряженно-деформированного состояния массива, так и в области интеллектуального анализа данных, создают новые качественные основы для решения задач геомеханического прогноза различной временной градации.

2. Особенность современных прогнозных моделей геомеханического состояния массива состоит в отходе их от чисто геомеханического содержания и их наполнении междисциплинарными разработками.

3. На современном этапе развития прогнозных исследований логично сочетать традиционные, относительно простые инженерные подходы к прогнозированию состояния массива с новыми, ориентированными на компьютерные технологии, которые, однако, требуют привлечения специалистов в области информатики.

Библиография

1. Горные науки. Освоение и сохранение недр Земли / Под. ред. акад. К.Н.Трубецкого. – М.: Изд-во Академии горных наук. – 1997. – 478 с.
2. Одинцев В.Н. Методологические принципы моделирования техногенного геомеханического процесса // Маркшейдерия и недропользование. – 2018.–№4(96).
3. Одинцев В.Н. Развитие горной геомеханики с использованием методов DATA MINING. В сб. «Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр» / под ред. акад. К.Н.Трубецкого). – М.: ИПКОН РАН. – 2022. – С.16-20.
4. Zhang Yu, Yang Wen, Yu Xinzhi, Zhou Mingxuan, Liu Chengpu. Risk assessment method of coal and gas outburst based on T-S fuzzy neural network // Advances in Engineering Research. – 2016. – V.113. – Pp.193-197.
5. J. McGaughey. Artificial intelligence and big data analytics in mining geomechanics // The J. of the South. Afr. Inst.Min. Metall. –2020. –V. 120. –Pp.15-21.

Влияние изменения величины коэффициента пропорциональности на длительность межремонтного цикла при проектной производительности.
Сырчина А.С.* (МГРИ, syrchinaas@mgri.ru), соавтор Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentievia@mgri.ru), соавтор Назаров А.П. (МГРИ, nazarovap@mgri.ru), соавтор Пименова А.В. (МГРИ, pimenovaav@mgri.ru)

Аннотация

Длительность МРЦ технологической скважины определяется падением производительности скважин, которая, в свою очередь, зависит от геохимических свойств и гранулометрического состава пород продуктивного горизонта, конструкции и скважности фильтров закачных и откачных скважин; способа подачи рабочих растворов в закачные скважины в режиме свободного налива или нагнетанием под избыточным давлением на устье; применяемого способа подъема продуктивных растворов: насосный, эрлифтный, или иной; методов и технических средств выполнения РВР и других факторов.

В данном сообщении дана оценка влияния величины коэффициентов, входящих в основную формулу для определения длительности межремонтного цикла (МРЦ) при максимальной производительности технологической скважины, и эффективности применяемого вида проведения ремонтно-восстановительных работ (РВР).

Ключевые слова

Технологические скважины, ремонтно-восстановительные работы, межремонтный цикл.

Теория

В ранее проведенных исследованиях, которые были отображены в работе [1,4], нами была получена основная формула для определения длительности МРЦ при максимальной производительности технологической скважины после проведения РВР:

$$T_m = \frac{k_B - k}{1 - k} \cdot T_n \quad (1)$$

Приведённая выше формула (1) пригодна не только для определения длительности МРЦ при максимальной производительности технологической скважины после проведения РВР T_m , но и для количественной оценки эффективности предлагаемых для обработки скважин видов РВР, поскольку отношение T_m / T_n и будет представлять собой коэффициент эффективности $k_э$ предлагаемого к использованию вида РВР, который будет определяться формулой вида:

$$k_э = \frac{T_m}{T_n} \quad (2)$$

но так как согласно основной формуле (1) $T_m / T_n = (k_B - k) / (1 - k)$, то:

$$k_э = \frac{k_B - k}{1 - k} \quad (3)$$

В формуле (3) переменной величиной является коэффициент восстановления кв производительности технологической скважины.

Если принять коэффициент пропорциональности $k = 0,7$, а $k_{в1} = 2$; $k_{в2} = 3$; $k_{вN} = n$ [3], то коэффициент эффективности предлагаемого к реализации вида РВР будет соответственно равен: $k_{э1} = 4,33$; $k_{э2} = 7,67$; $k_{эN} = 3,33 (k_{вN} - 0,7)$.

При использовании полученного выражения следует иметь в виду, что изменение величины коэффициента пропорциональности k оказывает влияние не только на величину производительности вывода технологической скважины в ремонт $Q_p = k \cdot Q_n$ [2], но и на длительность МРЦ при проектной производительности T_n технологической скважины, входящей в состав основной формулы (1).

Для числовой оценки влияния можно воспользоваться рис. 1, из которого следуют, следующие заключения.

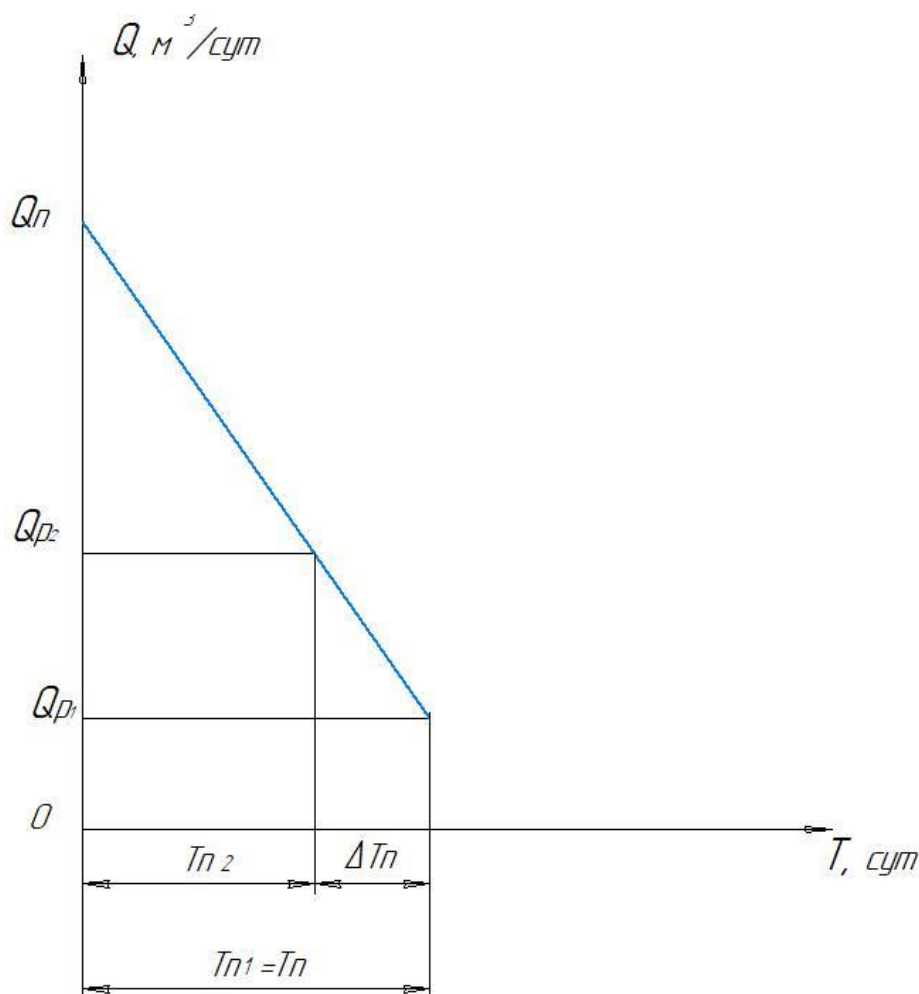


Рисунок 1. Оценка влияния изменения производительности вывода технологической скважины в ремонт на длительность МРЦ при проектной производительности

$$\frac{Q_n - Q_{p1}}{T_{n1}} = \frac{Q_n - Q_{p2}}{T_{n2}} \quad (4)$$

где $Q_{p1} = k_1 \cdot Q_{п}$; $Q_{p2} = k_2 \cdot Q_{п}$ [2].

Тогда пропорция (4) приобретает следующий вид:

$$\frac{Q_{п} - k_1 \cdot Q_{п}}{T_{п1}} = \frac{Q_{п} - k_2 \cdot Q_{п}}{T_{п2}} \quad (5)$$

$$\frac{Q_{п} \cdot (1 - k_1)}{T_{п1}} = \frac{Q_{п} \cdot (1 - k_2)}{T_{п2}} \quad (6)$$

или

$$\frac{1 - k_1}{T_{п1}} = \frac{1 - k_2}{T_{п2}} \quad (7)$$

Зависимость (7) может быть записана в следующем виде:

$$\frac{T_{п2}}{T_{п1}} = \frac{1 - k_2}{1 - k_1} \quad (8)$$

При решении выражения (8) относительно $T_{п2}$ получается следующая зависимость:

$$T_{п2} = \frac{1 - k_2}{1 - k_1} \cdot T_{п1} \quad (9)$$

где: $T_{п1} = T_{п}$ [2].

При этом условии можно записать следующее выражение:

$$T_{п2} = \frac{1 - k_2}{1 - k_1} \cdot T_{п} \quad (10)$$

Тогда разность составит:

$$\Delta T_{п} = T_{п} - T_{п2} \quad (11)$$

Так при $T_{п} = 10 \div 20$ суток, $k_1 = 0,7$; $k_2 = 0,75$.

Откуда, согласно формуле (8) $T_{п2} = 0,25 / 0,3 \cdot (10 \div 20) = 8,33 \div 16,67$ суток.

Тогда, в соответствии с выражением (9) разность составит $\Delta T_{п} = (10 \div 20) - (8,33 \div 16,67) = 1,67 \div 3,33$ суток.

Таким образом, длительность МРЦ при постоянной проектной производительности $Q_{п}$ технологической скважины, составляющая $T_{п} = 10 \div 20$ суток, с

увеличением значения коэффициента пропорциональности k на 0,05 сокращается на интервал времени, равный соответственно $\Delta T_{\text{п}} = 1,67 \div 3,33$ суток, что существенно.

Это обстоятельство следует учитывать при переходе на другую величину производительности вывода технологической скважины в ремонт.

Выводы

1. С увеличением значения коэффициента пропорциональности k сокращается длительность МРЦ.
2. С увеличением значения коэффициента пропорциональности k , коэффициент эффективности реализуемого вида РВР возрастает.

Библиография

1. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Методы и технические средства обработки фильтров и прифильтровых зон технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №7, с.40-44.
2. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Специальные работы для восстановления и поддержания рабочего состояния эксплуатационной колонны технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №8 с.40-45.
3. Ивашечкин В.В., Шейко А.М. К расчету межремонтных периодов скважинных водозаборов с учетом старения скважин. Вестник «Наука и техника», БНТУ, 2006, №6, с. 5-10.
4. Сырчина А.С., Арсентьев Ю.А. Методика определения основного показателя планирования проведения ремонтно-восстановительных работ на технологических скважинах В книге: Молодые - Наукам о Земле. Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах. Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Москва, 2022. С. 291-294.

Методика прочностного расчета элементов гидрогеологической скважины бесфильтровой конструкции. Черненко Д.М.* (МГРИ, d.chernen@mail.ru), Ахмедьянов А.К. (МГРИ, iccrownd@mail.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentev1956@yandex.ru)

Аннотация

В данном сообщении приведена методика оценки прочностных параметров элементов гидрогеологической скважины бесфильтровой конструкции, выполняемых из конкретного материала с заданными свойствами и обладающих определенными геометрическими размерами. Методика расчета основана на фундаментальных теоретических положениях механики деформируемых твердых тел. Результаты позволили создать программное обеспечение «PROCH» с целью применения на стадии проектирования скважин бесфильтровой конструкции.

Ключевые слова

Гидрогеологическая скважина, бесфильтровая конструкция, кровля водопримной полости, искусственная опора, водоносный горизонт.

Теория

Гидрогеологическая скважина бесфильтровой конструкции сооружается путем бурения ствола до продуктивного пласта с одновременным его укреплением стальными обсадными трубами с последующим вымыванием из него песка в количестве, достаточном для создания водопримной части в виде воронкообразной полости [2], общий вид которой показан на рис. 1.

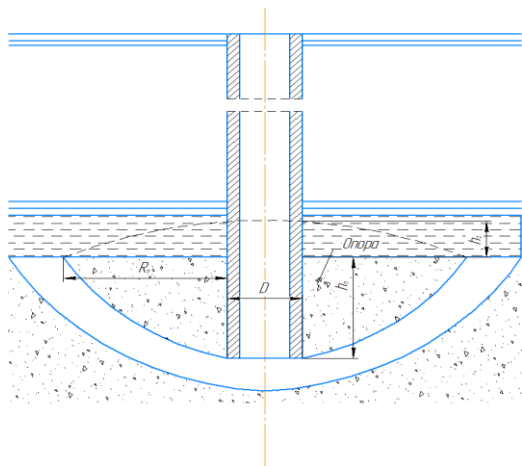


Рисунок 1. Бесфильтровая скважина.

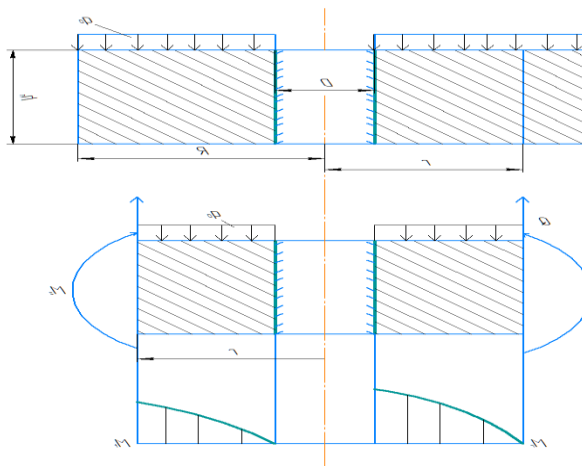


Рисунок 2. Расчетная схема кровли.

Кровля водопримной полости, сложенная глинистыми породами, склонными к набуханию при контакте с водой и последующему обрушению, нуждается в ее поддержании, например, путем создания искусственной опоры, которая образуется вокруг нижней части обсадной колонны, перекрывающей вышележащие толщи неустойчивых пород, и своими крыльями опирается на откосы водопримной полости.[1]

Элементами скважины бесфильтровой конструкции, испытывающими воздействие внешней нагрузки, являются искусственная опора, выполняемая, как правило, из цемента (или бетона) – наиболее дешевого и простого в обращении твердеющего

материала, и стальная обсадная колонна, служащая ей анкерной поддержкой, прочностные параметры которых позволяли бы формировать водопримную полость с геометрическими размерами, обеспечивающими оптимальный режим откачки из водоносного горизонта. [2]

1. Оценка прочности искусственной опоры кровли водоносного горизонта.

При оценке прочности рассматривается предельный случай, когда искусственная опора, поддерживаемая гидростатическим давлением воды, равным $p_r = (H - S)\gamma_B$, где: H - статический напор водоносного горизонта от кровли; S - понижение уровня воды в скважине; не опирается на откосы водопримной полости, а удерживается только на обсадной колонне за счет адгезии твердеющего материала с ее боковой поверхностью. [3]

В качестве расчетной схемы, изображенной на рис. 2 принимается круглая плита, выполненная из твердеющего материала с коэффициентом Пуассона $\nu = 0$, с радиусом R_n равным радиусу водопримной полости, нагруженная равномерно распределенной нагрузкой интенсивностью $q_0 = q - p_r = \gamma_\varphi \frac{R_n}{2tg\varphi} - (H - S)\gamma_B$, где γ_B - объемный вес воды; γ_φ - объемный вес пород свода обрушения, представленного в виде параболоида с высотой, рассчитываемой по формуле М.М. Протождьяконова; φ - угол внутреннего трения, пород кровли, и закрепленной по внутреннему контуру, имеющему радиус $D/2$, где: D - наружный диаметр обсадной колонны. Толщина плиты h_n принимается постоянной и определяется величиной заглубления обсадной колонны в тело искусственной опоры.

1. Толщина опоры определяется на основе условия, имеющего вид:

$$\frac{Q_c + G_n - P_r}{A_{сд}} \leq [\sigma]^{сд}, \quad (1)$$

где Q_c - вес породы, заключенной внутри свода обрушения, который соответственно равен:

$$Q_c = \pi \gamma_\varphi R_n \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right] h_c tg\varphi; \quad (2)$$

где G_n - вес искусственной опоры, определяемый по формуле:

$$G_n = \pi \gamma_M \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right] \cdot h_n, \text{ где } \gamma_M - \text{объемный вес твердеющего материала}; \quad (3)$$

где P_r - гидравлическая сила давления, равная:

$$P_r = \pi \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right] (H - S) \cdot \gamma_B; \quad (4)$$

где $A_{сд}$ - площадь сдвига, вычисляемая по формуле: $A_{сд} = \pi D h_n$, (5)

где $[\sigma]^{сд}$ - допускаемое напряжение сдвига материала опоры.

После подстановки (2) - (5) и решения условия (1) относительно h_n получим

$$h_n = \frac{\left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right] \left[\frac{\gamma_\varphi R_n}{2tg\varphi} - (H - S)\gamma_B \right]}{D[\sigma]^{сд} - \gamma_M \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2}\right)^2 \right]} \quad (6)$$

2. Определение максимального напряжения изгиба, возникающего в опасном сечении опоры, которое в данном случае находится путём следующих ниже рассуждений. [3]

Реакция в заделке определяется выражением
$$N_3 = q_0 \pi \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Величина поперечной силы Q , отнесённая к единице длины сечения на расстоянии r от центра плиты, определяется:

$$Q = \frac{q_0(R_n^2 - r^2)}{2r} \quad (8)$$

Дифференциальное уравнение деформации упругой поверхности плиты одинаковой толщины, нагруженной равномерно распределённой нагрузкой [4], имеет вид:

$$\frac{d}{dr} \left[\frac{1}{r} \cdot \frac{d}{dr} (f)r \right] = -\frac{Q}{D_0} \quad (9)$$

После двукратного интегрирования находим выражение для угла поворота нормали к упругой поверхности плиты:

$$\varphi_n = C_1 r + \frac{C_2}{r} - \frac{1}{D_0 r} \int [r \int Q dr] dr, \quad (10)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

Подставляя в выражение (10) формулу для определения поперечной силы Q (8) и дважды интегрируя, имеем:

$$\varphi_n = C_1 r + \frac{C_2}{r} - \frac{1}{D_0} \left[\frac{q_0 R_n^2}{2} \left(\ln r \cdot \frac{r}{2} - \frac{r}{4} \right) - \frac{q_0 r^3}{16} \right] \quad (11)$$

Угол поворота нормали к упругой поверхности в заделке равен нулю, т.е. при $r = \frac{D}{2}$, $\varphi_n = 0$. Из этого условия находим $C_2 = 0$.

Производную от угла поворота нормали к упругой поверхности находим из выражения:

$$\frac{d\varphi_n}{dr} = C_1 - \frac{1}{D_0} \left[\frac{q_0 R_n^2}{2} \left(\frac{1}{4} + \frac{\ln r}{2} \right) - \frac{3q_0 r^2}{16} \right]. \quad (12)$$

Из граничных условий находим значение постоянной интегрирования C_1 . Радиальный изгибающий момент при $r = R_n$ равен нулю, т.е.

$$C_1 = \frac{1}{D_0} \left[\frac{q_0 R_n^2}{16} (4 \ln R_n - 1) \right] \quad (13)$$

Определяем величины изгибающих моментов. В общем виде выражение для изгибающих моментов записывается следующим образом:

$$M_r = D_0 \left(\frac{d\varphi_n}{dr} + \nu \frac{\varphi_n}{r} \right), \quad M_t = D_0 \left(\frac{\varphi_n}{r} + \nu \frac{d\varphi_n}{dr} \right) \quad (14), (15)$$

где $D_0 = \frac{Eh_n^3}{12(1-\nu^2)}$ – цилиндрическая жёсткость плиты; M_r – радиальный изгибающий момент на единицу длины цилиндрического сечения плиты; M_t – окружной изгибающий момент на единицу длины меридионального сечения плиты.

Поскольку коэффициент Пуассона ν принят равным нулю, то выражения для изгибающих моментов (14) и (15) при $r = \frac{D}{2}$ примут вид

$$M_r = \frac{q_0 R_n^2}{4} \ln \frac{2R_n}{D} - \frac{3q_0}{16} \left(R_n^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right); \quad M_t = \frac{q_0 R_n^2}{4} \ln \frac{2D}{2D} - \frac{q_0}{16} \left[\left(\frac{D}{2} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right] = 0 \quad (16), (17)$$

Зная изгибающие моменты, можно найти напряжения:

$$\sigma_r = \frac{Ez}{1-\nu^2} \frac{M_r}{D_0}; \quad \sigma_t = \frac{Ez}{1-\nu^2} \frac{M_t}{D_0}, \quad (18), (19)$$

где z - расстояние от срединной плоскости; E - модуль упругости материала плиты.

Наибольшие напряжения наблюдаются при $z = \frac{h_n}{2}$.

$$\sigma_r = \frac{6M_r}{h_n^2}; \quad \sigma_t = \frac{6M_t}{h_n^2} \quad (20), (21)$$

Опасное сечение находится в заделке, поэтому с учётом (20) окончательно имеем:

$$\sigma_r^{max} = \frac{\left[\frac{\gamma \varphi R_n}{2tg\varphi} - (H-S)\gamma_B \right] \left\{ \frac{3R_n^2}{2} \ln \frac{2R_n}{D} - \frac{9}{8} \left[R_n^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right] \right\}}{h_n^2} \leq [\sigma]^p,$$

где $[\sigma]^p$ - допускаемое напряжение на растяжение для материала опоры.

Заключение о прочности опоры осуществляется сопоставлением расчетного напряжения с допускаемым для данного материала, из которого изготовлена опора кровли.

II. Оценка прочности обсадной колонны.

Обсадная колонна для искусственной опоры кровли водоносного горизонта является анкерной поддержкой, несущей суммарную нагрузку от веса пород свода обрушения и веса самой опоры с учетом гидравлического давления воды, определяемых соответственно по формулам: (2), (3), (4).

$$\sigma_0 = \frac{[4R_n^2 - D^2] \left[\frac{\gamma \varphi R_n}{2tg\varphi} + \gamma_m \cdot h_n - (H-S)\gamma_B \right]}{D^2 - d^2} \leq [\sigma]$$

где $[\sigma]$ - предел прочности материала обсадной трубы.

Выводы

Предложенная методика прочностного расчета на стадии составления проекта на сооружение гидрогеологической скважины бесфильтровой конструкции позволит более обоснованно осуществлять выбор геометрических размеров, формы и материала ее элементов.

Библиография

1. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003, 235 с.
2. Башкатов Д.Н. Справочник по бурению скважин на воду. М.: Недра. 1979. 473с.
3. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г. Расчеты в бурении М.: РГГРУ. 2007. 668 с.
4. Писаренко Г.С. Сопротивление материалов Киев. 1963. 786с.

Использование систем автоматизированного проектирования (САПР) в инженерно-технических дисциплинах. Чумаченко Д.В. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, chdv2003@gmail.com), Коротаев Д.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, korotaevd99@mail.ru)*

Аннотация

Процессы внедрения цифровых технологий и систем автоматизированного проектирования при разработке оборудования, детали машин и механизмов, приспособлений на сегодняшний день осуществляются с высокими темпами. В настоящей работе рассмотрены особенности и достоинства комплекса программ Fusion 360, который включает САД, САМ и САЕ системы.

Ключевые слова

Цифровые инструменты, системы автоматизированного проектирования, Fusion 360, 3D моделирование, Generative design.

Введение

Внедрение цифровых технологий и САПР (систем автоматизированного проектирования) предоставляет новые возможности для реализации образовательных программ как в интересах обучающихся, так и профессорско-преподавательского состава [1, 2].

Процесс проектирования изделий состоит из следующих этапов:

- 1) Формирование внешнего вида изделия (создание эскиза);
- 2) Анализ прочностных характеристик материалов и элементов конструкций;
- 3) Оптимизация конструкции с учетом результатов по первым двум пунктам;
- 4) Технологическая проработка конструкции изделия;
- 5) Создание экспериментальных образцов и натурные испытания.

В настоящее время в проектных организациях и конструкторских бюро активно внедряют САПР или САД/САЕ-системы. САПР (САД/САЕ) – это система, позволяющая на базе ЭВМ автоматизировать этапы разработки изделия, выполняемые конструктором, проектировщиком с целью повышения темпов и качества проектирования.

САД – системы это комплекс прикладных программ, обеспечивающих проектирование, черчение, трехмерное геометрическое моделирование деталей и сложных конструкций; САЕ – системы связаны с компьютерным технологическим проектированием.

Для функционирования САПР необходимо наличие:

- 1) Технических средств – компьютеров, устройств ввода графической информации, плоттеров и т.п.;
- 2) Программных средств (пакетов программ графических систем и языков высокого уровня);
- 3) Квалифицированных специалистов-проектировщиков, владеющих знаниями по работе с прикладными программами различного назначения.

В настоящее время рынок САПР представлен целым рядом программных продуктов: КОМПАС, АСАД, T-flex, Solid Works, Fusion 360 и др., которые работают в среде Windows.

Современные САПР классифицируются по высшему, среднему и легкому уровням.

САПР верхнего уровня (тяжелые) закрывают собой практически все области проектирования: от разработки изделий и приспособлений, до проведения инженерных расчетов и изготовления. Например, CATIA, Unigraphics. САПР среднего уровня позволяют строить трехмерные модели деталей и сборок, обладают возможностями создания кинематических движений и т.п. Представителями САПР этой категории являются SolidWorks, Solid Edge, Fusion 360, Компас 3D и др. С помощью САПР легкого уровня возможно в основном разрабатывать только графическую документацию и несложные модели.

САПР обладает преимуществами в сравнении с традиционными разработками [3]:

- сокращается время выполнения чертежа;
- повышается точность выполнения чертежа и качество конструкторских документов;
- возможность многократного использования чертежа, или его элементов;
- ускорение расчетов и анализа проектирования;
- сокращение затрат на усовершенствование;
- современные программные средства, позволяют испытывать проектируемое изделие с помощью имитации на компьютере условий эксплуатации.

Системы автоматизированного проектирования Fusion 360.

К числу современных программных комплексов, включающих системы автоматизированного проектирования (CAD), автоматизированного производства (CAM), автоматизированной инженерии, относится Fusion 360. Программа представляет собой набор высокотехнологичных инструментов для разработки, создания, тестирования и демонстрации 3D моделей.

На этапе создания эскизов возможно использование множества функций для разработки, а также корректировки 3D модели. В дальнейшем происходит преобразование эскизов в объемную фигуру [4]. При этом программа позволяет быстро создать чертеж не только детали, но и сборки в целом, а также показать сборочную единицу в разобранном виде и сделать разрез любой сложности.

Fusion 360 предоставляет возможность объединения нескольких 3д моделей в сборку для дальнейшего рендеринга/ тестирования/ анимации. На рисунке 1 представлен раздел Fusion 360 в котором происходит анимация сборки для демонстрации принципа работы механизма. Программа позволяет создавать видео с перемещением камеры и передвижением сборочной единицы и ее компонентов, а также наложить текстуры разных металлов, стекла, древесины для показа итогового внешнего вида сборки или детали.

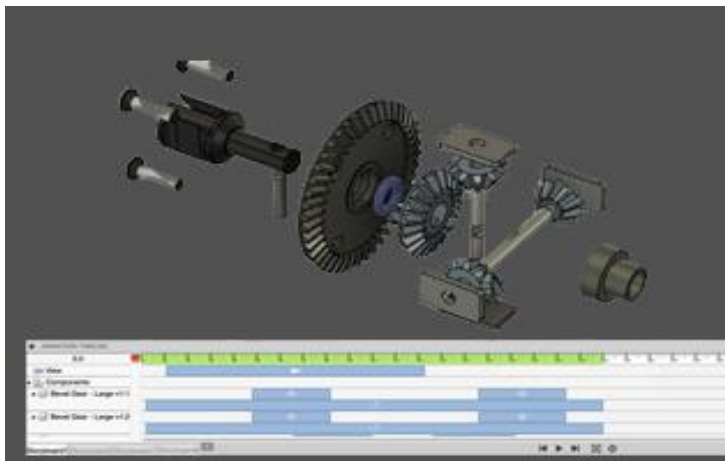


Рисунок 1. Создания анимации механизма.

На рисунке 2 изображен функционал Fusion 360, связанный с прочностным анализом (тестированием) детали.

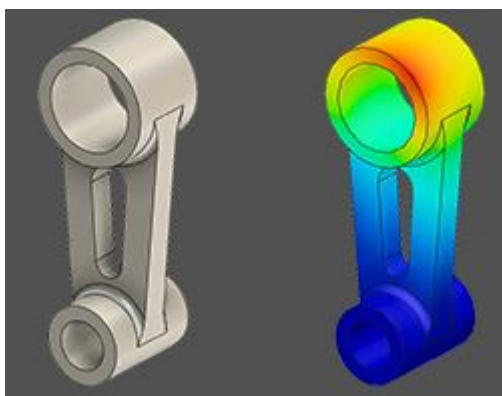


Рисунок 2. Прочностной анализ детали.

Generative design в Fusion 360 подразумевает под собой преобразование отдельной детали. На рисунке 3 показано преобразование посадочного места колеса на основе вычислений слабых мест, что позволяет уменьшить вес конструкции без потери прочности.

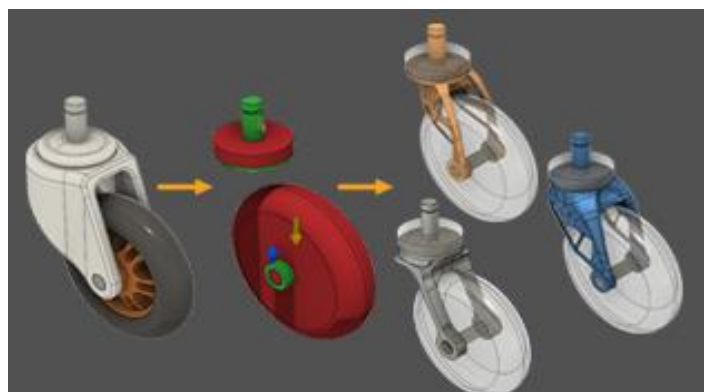


Рисунок 3. Использование Generative design на детали.

Программа содержит комплекс функций для работы с 3D принтерами, фрезерными и лазерными станками, что является немаловажным аспектом, в связи с быстро растущими технологическими изменениями. Это способствует улучшению

качества изготавливаемых деталей, а также влияет на стоимость и прочность. На рисунке 4 представлена работа фрезерного инструмента.

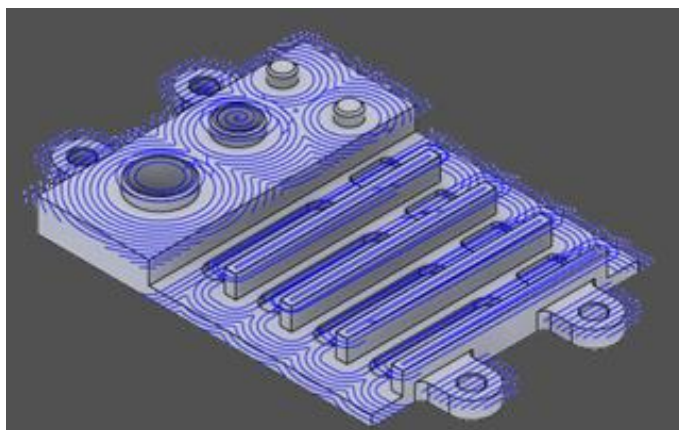


Рисунок 4. Работы фрезерного станка.

Таким образом, актуальным и важным направлением является применение новейших технологий для разработки и создания различного оборудования, в том числе и в геологоразведочной отрасли. Рассмотренная программа Fusion 360 позволяет внедрить в производство более технологичное и современное оснащение техникой для решения различных горно-геологических задач, что повысит продуктивность и качество выполняемых работ.

Библиография

1. Антонова А.В., Евтушенко Ю.Л., Милованов Н.В. Сквозные цифровые технологии в высшем образовании в контексте ответов на вызовы современного социума // Проблемы современного педагогического образования. 2022. № 76-1. С. 31-33.
2. Молчанова Е.В. Сквозные цифровые технологии как предиктор нового формата работы преподавателя в условиях цифровой трансформации образования // Проблемы современного педагогического образования. 2022. № 74-2. С. 164-166.
3. Берлинер, Э. М., Таратынов О.В. САПР конструктора машиностроителя. - М.: Инфра-М, Форум, 2015. - 288 с.
4. Суворин А.П. Применение САПР Autodesk Fusion 360 в промышленном дизайне. Лабораторный практикум. - С.П.: Лань, сайт - 116 с.

Технология отбора кернa при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях. Шалаева А. А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва, anastasiashalaeva04@gmail.com).*

Научный руководитель: Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), соавтор: Щербакова Ксения Олеговна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Календарова Лейли Рустамовна (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, kalendarovalr@mgri.ru)

Аннотация

Одним из источников геологической информации являются результаты исследований каменного материала: кернa, шлама, грунтов. Керн представляет собой прямой источник информации о составе и свойствах пород, слагающих литосферу, поэтому важно уделять внимание комплексному изучению кернa, поскольку его значение велико в горном деле.

В работе рассказывается о требованиях по получению геологической информации, анализе технических средств для повышения выхода кернa и выборе лучшего.

Ключевые слова

Керн, поисково-разведочное бурение, бурильная головка, кернователь, петрофизические исследования.

Теория

В интервалах вскрытия нефтегазонасыщенных или возможно нефтегазонасыщенных горизонтов в поисково-оценочных и разведочных скважинах проводится сплошной отбор кернa. В этих интервалах керновый материал служит для получения информации о литологии и стратиграфии разреза, характере изменения его фильтрационно-емкостных характеристик, а также в качестве опорной информации (петрофизической основы) для интерпретации данных ГИС. [5]

Петрофизические исследования кернa ведутся по пяти основным направлениям, включающим изучения таких параметров, как:

- литологические характеристики пород;
- фильтрационно-емкостные характеристики;
- физические характеристики;
- динамические характеристики пород-коллекторов;
- технологические характеристики. [6]

Результаты проведенных исследований оформляются согласно требованиям к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов на планшетах.

Основной целью отбора и исследования керна, шлама и грунтов из всех типов скважин является получение полной и достоверной информации, необходимой для решения всего комплекса геолого-промысловых задач поиска. [4]

Образцы керна, шлама и грунтов являются первичным фактическим материалом, характеризующим разрез вскрытых отложений, и используются для определения относительного возраста, вещественного состава, петрографических, физических, физико-химических и других характеристик горных пород и полезных ископаемых на всех стадиях работ, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа. [1]

Для отбора керна в процессе строительства скважин используются керноотборные инструменты, состоящие из КОС в сочетании с бурильными головками различного типа: режущего действия с вооружением в виде запрессованных износостойких резцов круглого или прямоугольного сечения, шарошечные и алмазные. [2]

Правильно подобранный породоразрушающий инструмент (бурильная головка) определяет основные технологические параметры процесса отбора керна и напрямую влияет на качество отбираемого керна. [2,10]



Рисунок 1. Примеры различных типов бурильных головок: а) шарошечное; б) PDC; в) алмазная

Для отрыва и удержания керна горных пород разработаны и используются различные типы кернорвателей, которые часто формируются в специальные компоновки, объединяющие несколько типов кернорвателей. [3,9]

Плохая работа кернорвателя может привести к потере отобранного керна. Правильность подбора кернорвателя определяется физико-механическими характеристиками разбуриваемых горных пород и лежит в зоне ответственности подрядчика по отбору керна.



Рисунок 2. Варианты конструкций кернователей производства Российской Федерации

Выводы

Технология отбора керна при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях состоит в проведении комплексных работ по петрофизическому исследованию керна, включающего пять основных направлений: литологические характеристики пород, фильтрационно-емкостные, физические и технологические характеристики, динамические характеристики пород-коллекторов, и на основе этих данных уже выбирается способ бурения и породоразрушающий инструмент[8].

Некачественная работа кернорвателя может привести к потере отобранного керна, поэтому важно правильно подбирать породоразрушающий инструмент[7].

Наиболее массовым и универсальным типом бурильных головок для отбора керна являются бурильные головки с поликристаллическими компактными алмазами (PDC). В модификации «Low Invasion» (Li) (отбор изолированного керна) обеспечивается минимизация воздействия бурового раствора на отбираемый керн.

Для отрыва и удержания керна горных пород разработаны и используются различные типы кернорвателей, которые часто формируются в специальные компоновки, объединяющие несколько типов кернорвателей.

КОС подразделяются на снаряды с одинарной и двойной (тройной) керноприемной трубой, со съемным и несъемным керноприемником, одно- и многосекционные, с прямой и обратной промывкой и без нее, без вкладыша и с керноприемным вкладышем, стационарным и перемещающимся, со встроенным в керноприемник и отдельным кернозахватным узлом и другие.

Библиография

1. Анализ возникновения вибраций в процессе бурения / Д. А. Кузнецова, Б. А. Овезов, К. О. Щербакова, Л. Р. Календарова // Деловой журнал *Neftegaz.RU*. – 2022. – № 11(131). – С. 88-93. – EDN ТКСКХН.
2. Инклинометр МГРИ - Вибрации во время бурения / Е. Г. Шихбабаева, Н. В. Соловьев, А. М. Машкова [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 300-304. – EDN IBUARX.
3. Кузнецова, Д. А. Предотвращение прихватов бурильных труб в процессе строительства скважин / Д. А. Кузнецова, К. О. Щербакова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 573-577. – EDN CFFJPN.
4. Методы отбора керна / Е. В. Кравченко, А. М. Машкова, Н. В. Соловьев [и др.] // Молодые - Научкам о Земле : Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01 2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 235-238. – EDN YKJWSY.
5. Овезов, Б. А. Керн повышенной информативности / Б. А. Овезов, К. О. Щербакова, А. С. Повалихин // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 02–05 апреля 2019 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 282-283. – EDN VUDEZN.
6. Овезов, Б. А. Технология проведения геофизических исследований в процессе отбора ориентированного керна / Б. А. Овезов // Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ) : Материалы Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 04–06 апреля 2018 года. Том 3. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2018. – С. 203-205. – EDN XSGKOT.
7. Повышение эффективности технологического процесса бурения с применением долот PDC / М. М. Алимova, Н. В. Соловьев, К. О. Щербакова, Б. А. Овезов // Деловой журнал *Neftegaz.RU*. – 2022. – № 7(127). – С. 72-74. – EDN UDRCFE.
8. Снижение критических последствий торсионных вибраций в результате разрушения горной породы долотами PDC / Б. А. Овезов, К. О. Щербакова, Л. Р. Календарова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – № 4. – С. 91-100. – DOI 10.32454/0016-7762-2022-64-4-91-100. – EDN YZNEOU.
9. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : в 5 т. : учебник для студентов вузов / Под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень :ТюмГНГУ, 2014. Т. 1. – 568 с. – ISBN 978-5-9961-0794-0.
10. Хайруллин Б. Ю. Применение современных методов отбора и анализа керна для прямой оценки флюидонасыщения коллекторов / Б. Ю. Хайруллин, В. Г. Мамяшев, В. В. Федорцов // Бурение и Нефть. 2013. № 12.

Линейные статистические критерии распознавания образов в задачи интерпретации данных неразрушающего контроля. Семенов В.В. (ООО «ДИАС», semenovv50@yandex.ru), соавтор Кашин М.О. (Санкт-Петербургский горный университет, s190966@stud.spmi.ru)*

Аннотация

Основным методом диагностики состояние техногенных объектов, изготовленных из ферромагнитных сплавов, выступает магнитометрическое опробование. В качестве частного случая таких объектов рассматриваем погруженные магистральные трубопроводы, применяемые как для транспортировки нефтепродуктов, так и для транспорта газа. Магнитометрическое детектирование их аномальных участков, реализуемое в бесконтактном режиме, определяет сущность неразрушающего контроля. Регистрируемая магнитная аномалия от нарушенных участков трубопроводов характеризуется выраженной зашумленностью, что определяет актуальность разработки формализованного подхода к распознаванию этих аномалий. Практическая значимость означенной разработки связана со значимым износом практически всей газо- и нефтетранспортной магистрали и потребностью ее постоянного мониторинга. Научная новизна подхода состоит в разработке специальных методов ранжирования аномалий и методов безэталлонного распознавания.

Ключевые слова

Феррозонд, магнитная индукция, магнитоупругость, собственные колебания, адаптивная фильтрация.

Теория

Применение неразрушающего контроля возникновения нарушенного (предпорывного) состояния погруженного магистрального трубопровода (в дальнейшем ПМП или «объект изысканий») реализуется в последнюю четверть века силами таких компаний как «Транскор», «ДИАС» (диагностические системы), «Полеинформ» и прочие. В большинстве случаев для детектирования применяется магнитометр-градиентометр, выполненный на основе многокомпонентных феррозондов, организованных в рамках первой и более антенн. Эмпирически обнаружено, что наиболее контрастные магнитные аномалии детектируются посредством применения вертикальной антенны, обеспечивающий помимо измерения компонент вектора магнитной индукции оценку вертикальных градиентов данных компонент [2]. Стандартно в геофизике взятие производных первого и более высокого порядков ассоциируется с высокочастотной фильтрацией, повышающей разрешающую способности сигнала, степень дифференцируемости его морфологии, но снижающей соотношение сигнал/шум.

Следуя принципу комплексирования разнородных инструментальных измерений, Семеновым В.В. и Елисеевым А.А. было предложено увеличить количество антенн до трех с формированием объемной взаимоперпендикулярной структуры. Это обеспечило увеличение каналов магнитометрического неразрушающего контроля ПМП с шести до восемнадцати, и как следствие – повышение достоверности экспертной локализации искомых аномальных откликов.

Означенная экспертная локализация ориентирована на поиск локальных откликов дипольной структуры как в графиках компонентной магнитной индукции, так и в

графиках их пространственных градиентов. Под диполем понимаем область накопленных упруго-пластичных деформаций, ассоциируемых с зоной концентрацией напряжений (ЗКН), приведших к перестройке доменной структуры локального участка ферромагнитной стенки трубопровода [9]. Данная перестройка связана с такими проявлениями нарушенности как: локальное утонение стенки, формирование сколов и трещин в области температурного воздействия вблизи стыковых сварных швов и прочее [1]. Морфологически дипольный отклик представлен двумя соседними экстремумами графика измеренного параметра, проявляемыми на фоне «регионального» дипольного отклика всей трубы в целом (Рис.1).

В качестве сленгового обозначения аномального отклика общепринятым оказалось определение «полочка» - в разной степени осложненная зона на фланге регионального экстремума, связанного с дипольным откликом во внешнем магнитном поле от всей трубы (сегменты трубопровода длиной порядка 11,3 метра).

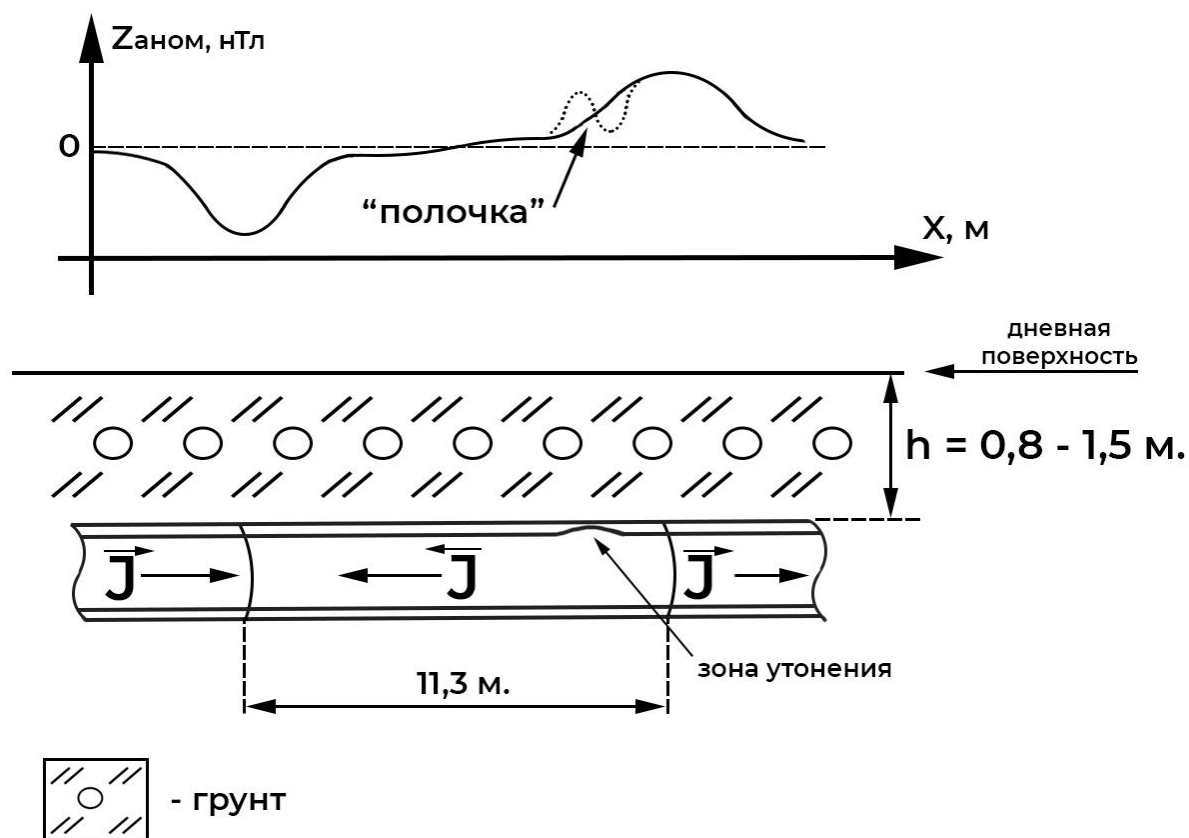


Рисунок 1. Схематичное представление пространственного соотношения морфологических особенностей магнитометрического сигнала и структурных особенностей объекта исследований, где: $Z_{аном}$ – аномальное значение вертикального компонента вектора магнитной индукции, J – вектор намагниченности, x – расстояние по профилю.

Доступность данного аномального проявления для экспертного (визуального) детектирования определяет отсутствие в методологии большинства исполнителей продуманной интерпретационной методики: огромная доля презентаций демонстрирует локализацию нарушенных участков непосредственно по материалам первичных измерений. С точки зрения фундаментальных положений современной геофизики такой подход противоречит представительной экспертизе, предполагающей помимо

означенного выше комплексирования применение качественной и количественной интерпретации графиков компонент векторов магнитной индукции и их трансформант. Под качественной интерпретацией понимаем применение методов самонастраивающейся фильтрации, ориентированной на контрастирование дипольной структуры сигнала. В рамках этого контроля предполагается более наглядное отображение как откликов во внешнем магнитном поле от стыковых сварных соседних сегментов трубопровода, так и «полочек», проявленных на их фоне. Под количественной интерпретацией понимаем пересчет магнитометрического сигнала в объем горного массива с захватом глубинного интервала свойственно области залегания объекта исследований. Кроме этого, количественная интерпретация включает пересчет отфильтрованного сигнала в характеристический параметр ПМП.

Алгоритм распознавания заключается в следующем:

- I. Реализация фильтра Баттерворта (режекторного) для подавления откликов в детерминированных частотных диапазонах (длина волны $\lambda=1-1,5$ метра, что связано с шагом оператора; $\lambda=0,5-0,9$ метров, что связано с раскачиванием корпуса оператора и λ менее 0,5 метров, что связано с неинформативными неоднородностями намагничениями трубы и λ более 12 метров, где наблюдаются отклики, связанные со взаимным влиянием соседних сегментов трубы и региональным трендом сигнала) [5].
- II. Фильтр выравнивания динамического диапазона (авторский алгоритм Семенова-Мовчана) – применяется численная процедура свертки, осуществляющая нормирование локальной выборки значений сигнала на среднеквадратичное отклонение при последующем накоплении с соседней локальной выборкой. Результатом является устранение эффекта вариации глубины залегания исследуемого объекта, а также криволинейные траектории движения оператора [3, 8].
- III. Применение метода аппроксимирующих дробей при пересчете графиков трех компонент вектора магнитной индукции в совокупность сингулярностей, маркирующих тело исследуемого объекта. В качестве модели взят двумерный горизонтальный намагниченный и моноклинально залегающий слой, ограниченный по мощности и простирацию (горизонтальный диполь, ассоциирующийся с сегментом трубопровода). Формулы, описывающие аналитическую связь трех компонент вектора магнитной индукции с физико-геометрическими параметрами модели, преобразуются в аппроксимационную форму, применимую в режиме численного алгоритма свертки. Известными здесь считаются значения измеренных компонент и координаты точек измерения на линии профиля. Для каждой позиции скользящего окна на основе полученных аппроксимационных соотношений решаем систему линейных алгебраических уравнений с получением координат особой точки, индекса ее типа (угловая точка пласта верхняя кромка-нижняя кромка, магнитный момент в окрестности сингулярности).
- IV. Количественная оценка характеристического параметра исследуемого объекта сводится к оценке измерения несущей частоты собственных колебаний пространственно-распределенного объекта. Предполагаем, что в зоне накопленных упруго-пластических деформаций наблюдается как повышенная механическая подвижность объекта, так и нарастание интенсивности высокочастотной динамики во внешнем магнитном поле (согласно явлению магнитоупругости) [6, 7].

Выводы

Итоговый прогнозный образ графически представлен двумя компонентами:

1. В верхней части – график распределения несущей частоты собственных колебаний. Для автоматизации процесса распознавания график бинаризуется – 0 присваивается интервалу падения или стационарности несущей частоты; 1 – интервалу роста. Единичные интервалы маркируют интервалы ЗКН.
2. Под графиком, отмечаемом в пункте 1, размещается параметрический образ верхней части разреза вдоль профиля стометровой длины и до глубины в 5 метров. Распределение магнитных моментов аномалиеобразующих истоков отображается в виде сглаженной схемы изолиний – после фильтрации в этой схеме выделяются редкие зоны резкого роста магнитного момента, маркирующие стыковые зоны соседних сегментов трубопровода [4].

Зона концентрации напряжений, локализованная по верхнему графику и совпадающая с шовной зоной, локализованной по нижней схеме распределения магнитного момента, выступает в качестве прогностического образа.

Библиография

1. Буклешев Д.О. Поведение участков концентрации напряжений в околошовной зоне магистрального газопровода при эксплуатации. Практическое исследование // European research, 2016. Том 9, № 20. – С. 18-24.
2. Коннов В.В. Некоторые вопросы оптимизации магнитометрического метода контроля напряженно-деформированного состояния подземного стального трубопровода // Нефтегазовое дело, 2012. №6. – С.163-178.
3. Семенов В.В. Бесконтактный магнитометрический способ локализации и оценки технологических аномалий в структуре трубопроводов / В.В. Семенов, А.А. Елисеев, И.Б. Мовчан // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, 2018. № 2. С. 20-30.
4. Movchan I.B., Shaygallyamova Z.I., Yakovleva A.A. Identification of structural control factors of primary gold ore occurrences by method of unmanned aeromagnetic survey by the example of the Neryungrisky district of Yakutia // Journal of Mining Institute, 2022. Vol. 254, P. 217-233.
5. Movchan I.B., Shaygallyamova Z.I., Yakovleva A.A., Movchan A.B. Increasing Resolution of Seismic Hazard Mapping on the Example of the North of Middle Russian Highland // Applied Sciences, 2021. Vol. 11, № 11. P. 17.
6. Movchan I.B., Yakovleva A.A. Approach to automation of field diagnosis data interpretation for localization of pitting in the pipeline wall // International Journey of Civil Engineering and Technology, 2019. Vol. 10, № 2. P. 1571-1581.
7. Yakovleva A.A., Movchan I.B., Misseroni D., Pugno N.M., Movchan A.B. Multi-physics of dynamic elastic metamaterials and earthquake systems // Frontiers in Materials, 2021. Vol. 7, № 7. P. 12.
8. Movchan I.B., Yakovleva A.A. Refined assessment of seismic microzonation with a priori data optimization // Journal of Mining Institute, 2019. Vol. 236. P. 133-141.
9. Movchan I.B., Yakovleva A.A., Shaygallyamova Z.I. Dynamic response of multi-scale geophysical systems: waves and practical applications // Philosophical Transactions of the Royal Society A Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 2022. Том Vol. 380, № 2237.

Исследование работы механизмов на примере машины Голдберга. Шалаева А. А. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, anastasiashalaeva04@gmail.com). Соавтор: Некоз С.Ю. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, nekozsy@mgri.ru)*

Аннотация

21 век – это век технологий, век инноваций и открытий в науке и технике. Новые технологии помогают улучшить работоспособность машин, облегчить физический труд человека.

На примере машины Голдберга рассмотрено выполнение сложных действий благодаря последовательным простым движениям механизма. Действия машины основаны на законах механики. Машина может быть построена по наитию, методом проб и ошибок. «Заумную машину» можно назвать шуточным прообразом элементарного робота. Общетехнические расчеты позволяют быстрее и точнее построить конструкцию. Принципы работы машины Голдберга используются и в повседневной жизни, и в промышленности, в том числе в горно-геологическом деле.

Ключевые слова

Механика, сохранение и превращение энергии, горно-геологическое оборудование.

Теория

Машина Голдберга – это некий механизм, которое выполняет просто действие с помощью цепочки разнообразных действий (построенных по принципу домино) сложным длинным путем. Концепция такого устройства была предложена в начале XX века художниками-карикатуристами. [1]

Для изобретения данной машины важно учесть множество законов физики и механики: закон сохранения и превращения энергии, закон Всемирного Тяготения, закон Гука, закон сохранения импульса, законы Ньютона, принцип относительности и другие. Основами для строительства машин являются механическая энергия, кинематические связи, энергия расширяющихся газов, электромагнитная энергия.

Машины Голдберга классифицируют по разным признакам, например, классификация с точки зрения конструкции – линейная, комбинация линейных машин (книжка), объемная бескаркасная машина, каркасные машины; по возможности многократного запуска машины – машины «однократного» действия, машины перезапускаемые и машины постоянного действия. Классификация зависит от целей и условий размещения. [2]

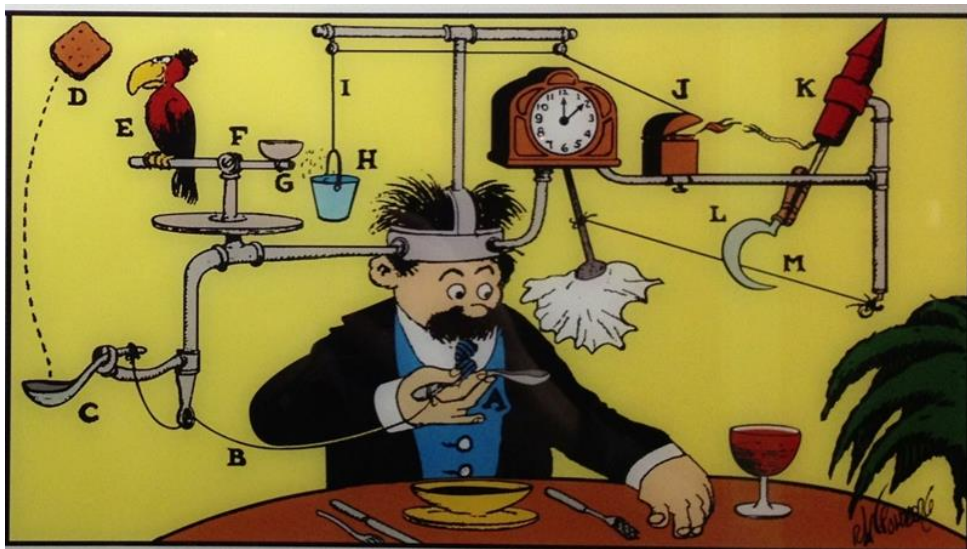


Рисунок 1. Самодействующая салфетка профессора Люцифера Горгонзолы. При поднятии ложки (А) натягивается шнур (В), который дёргает ложку (С), подбрасывающую крекер (D), который ловит попугай (Е), что заставляет вращаться жёрдочку (F), при этом семена (G) высыпаются в ведёрко (H), отчего то опускается и тянет тросик (I) вниз, что зажигает зажигалку (J), поджигающую ракету (K); та, взлётая, серпом (L) перерезает бечёвку (M), освобождающую маятник, который, качаясь, вытирает подбородок профессора салфеткой. [5]

Механизм машины Голдберга интересный, и некоторые его элементы часто встречаются в повседневной жизни.

Можно провести параллель между машиной Голдберга и процессом добычи нефти, а именно действием станка-качалки, так как запускается процесс и действия выполняются последовательно: вращение электродвигателя, поступательное движение противовесов. После запуска в работу электродвигателя крутящий момент от него через клиноременную передачу передается на ведущий вал редуктора и далее через его выходной вал на кривошипы с противовесами, передним и задним по направлению их движения, и связанные с ним шатуны, приводя тем самым в движение двуплечий роторный балансир с гибкой подвеской устьевого штока.

При вращении кривошипов в уже уравновешенном станке-качалке кривошипы с противовесами занимают следующие положения: при вертикальном верхнем положении кривошипов, которое соответствует подъему колонны штанг устьевым штоком, под действием центробежных сил диск-груз начинает перемещаться в продольном пазу по направляющим перпендикулярно оси кривошипа, перемещая таким образом центр тяжести переднего противовеса. При этом происходит плавное увеличение крутящего момента на кривошипах. [4]

Далее при изменении угла наклона кривошипов диск-груз под действием центробежных сил и достаточного крутящего момента перемещается в нижнее левое положение, которое соответствует началу подъема колонны штанг устьевым штоком. [3]

После завершения подъема колонны штанг устьевым штоком, что соответствует крайнему нижнему положению кривошипов, диск-груз находится в крайнем правом положении в продольном пазу. При незначительном изменении угла наклона кривошипов от вертикали при опускании колонны штанг устьевым штоком диск-груз

перемещается в исходное левое положение в продольном пазу и работает как обычный контргруз. Затем под действием крутящего момента на кривошипах диск-груз начинает подъем вверх, накапливая потенциальную энергию.

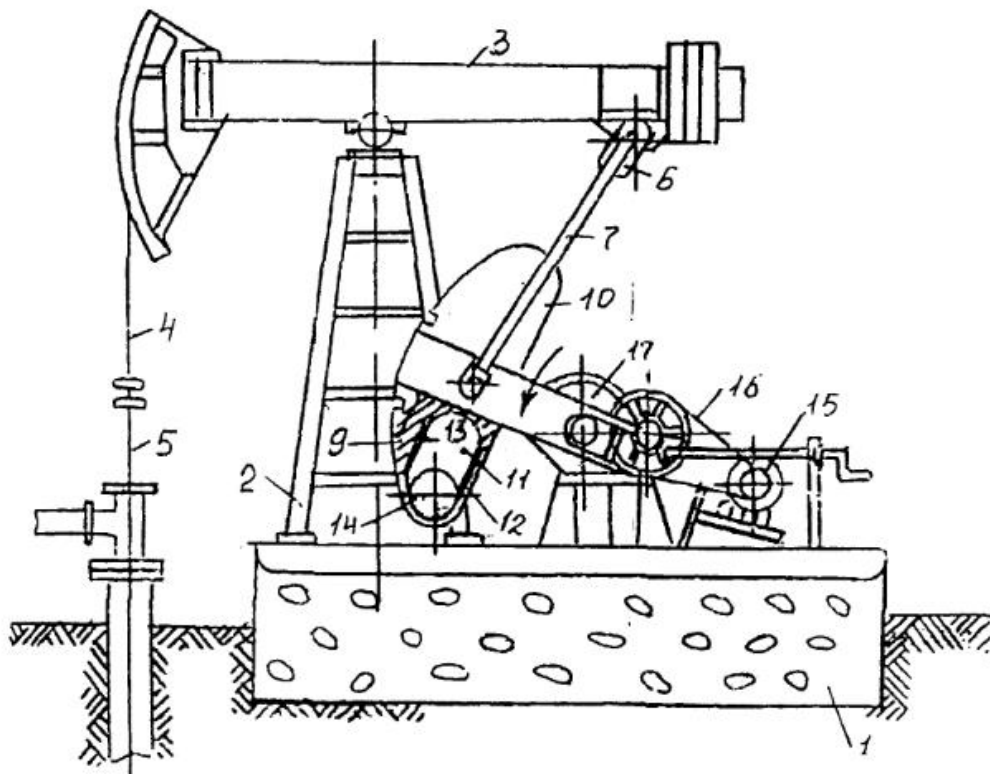


Рисунок 2. Устройство станка-качалки

Выводы

Многие моменты в жизни являются комплексом последовательных, связанных действий, без наступления одного из них невозможно осуществление следующего. Мы можем использовать машину Голдберга и в повседневной жизни, и в промышленности, и в строительстве и т.д. На сегодняшний день «чудо-машина» уже используется для привлечения внимания людей в СМИ, так, например, на основе идеи цепной реакции создано несколько ярких рекламных роликов. Один из самых известных – реклама Honda, снятая в 2003 года. В ней показана машина Голдберга, сделанная из автомобильных запчастей. Другой яркий пример – рекламный ролик, снятый для известной компании в Японии, занимающейся оптоволоконной связью. В нём продемонстрирована машина, которая запускается от света. Также существует немало видеоигр, в которых нужно строить машины Голдберга. Одной из первых была игра «The Incredible Machine», созданная Кевином Райном в 1992 году. Игра представляет собой типичную головоломку с физикой – из заданных частей нужно построить машину, которая выполнит любую простую задачу.

Применение «заумной машины» настолько может быть широко, что даже в горном деле найдется место для нее. Так, при добыче нефти с помощью станка-качалки, выполняя поочередно действия, поднимают нефть на поверхность.

Библиография

1. Епифанов, С.П. Машина Голдберга: реферат / С.П.Епифанов, В.Ю.Кондратенков. – Пермь – 2018 – URL: [file:///C:/Users/Пользователь/Downloads/Epifanov_Sergej_Kondratenkov_Valerij%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Пользователь/Downloads/Epifanov_Sergej_Kondratenkov_Valerij%20(1).pdf)
2. Лекториум Бесплатный онлайн-курс «Машины Голдберга» [Электронный ресурс] // Шперх А., Сомов Я. – Режим доступа: <https://www.lektorium.tv/goldbergmachines>
3. Механика в разведочном бурении: справочное пособие / Б. М. Ребрик. - Москва : Недра, 1992. - 300, [1] с. : ил., табл. - Библиография: с. 296-297 (28 названий). - 580 экз.. - ISBN 5-247-01730-7
4. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Молчанов Г.В. – Москва – Недра, 1984 – стр. 166
5. Moris Levran Машины Голдберга. Зачем просто, если можно сложно / moris_levran // Техника: LIVEJOURNAL. – 2015. – URL: <https://moris-levran.livejournal.com/91280.html>

Напряженное состояние торфа под нагрузкой. Шкаричев К.А.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, flikmatick@gmail.com). Соавтор: Некоз С.Ю. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, г. Москва, nekozsy@mgri.ru)

Аннотация

Изучение геологического строения Архангельска, выяснение физико-механических свойств торфа и их взаимосвязь с инженерными сооружениями города в условиях крайнего севера.

Ключевые слова

Механика точки, компрессионное испытание, напряженное состояние грунта

Теория

Проведение компрессионного испытания торфа осуществлялось в лаборатории Северного Арктического Федерального Университета. Для проведения такого опыта, мною был построен шурф глубиной полтора метра и взяты образцы для исследования в городе Архангельске. Образцы испытывались на определения напряжения и усадки.

Компрессионное испытание заключается в том, что образец уплотняется без возможности бокового расширения, и при этом разрушается. [4] Так как твердые частицы грунта практически несжимаемы, уменьшение объема образца грунта происходит только за счет уменьшения объема его пор. При этом объем образца грунта уменьшается за счет оседания грунта под «штампином», т. е. только за счет вертикальных деформаций. Это позволяет выражать изменения коэффициента пористости через осадки «штампика». В процессе таких исследований определяются физико-механические параметры грунта. Эти данные используются для расчета фундаментов, от них напрямую зависит надежность оснований строительных объектов.

На основании натурных исследований двухэтажных домов в г. Архангельске был произведен анализ физического износа основных конструктивных элементов (фундаменты, стены, перекрытия...) по времени эксплуатации. Было установлено устойчивое опережение физического износа деревянных фундаментов по сравнению с другими конструктивными элементами. через 50 лет физический износ достиг 10%, таким образом предсказывался массовый сход со свай деревянных строений, что у нас и произошло. [3]

В случае расположения торфов под подошвой фундаментов этот слой должен быть пройден, поэтому фундамент должен оставаться свайным. Варианты усиления фундаментов сводятся или к усилению существующих свай, или к устройству новых. Заболачивание не является катастрофическим процессом, но, темнее менее, этот процесс существенно усложняет условия строительства и эксплуатации зданий. [2]

Через точку можно провести бесчисленное множество плоскостей сечений, и в каждом из них будет действовать напряжение. Совокупность напряжений, действующих в данной точке во всех сечениях, проведенных через нее, называется напряженным состоянием в этой точке.

Для удобства изучения напряженного состояния в области этой точки проводят элементарный параллелепипед, грани которого стремятся к нулю, т.е. этот

параллелепипед все время сжимается и стремится обратиться в рассматриваемую точку. На гранях этого параллелепипеда будут действовать напряжения в зависимости от того, как расположен параллелепипед. На его гранях могут действовать либо только нормальные напряжения, либо только тангенциальные напряжения, или, наконец, те и другие напряжения.

Напряженное состояние, когда действуют три главных напряжения, называется объемным или трехосным. Когда одно из главных напряжений обратится в нуль, тогда будут действовать только два главных напряжения. Такое напряженное состояние называется плоским или двухосным. Возможен и еще более простой случай, когда будем иметь только одно главное напряжение, остальные два обратятся в нуль, такое напряженное состояние называется линейным.[1]

Как ведет себя торф в напряженном состоянии? Лучшим примером будет являться линейное сжатие (см. рисунок 1).

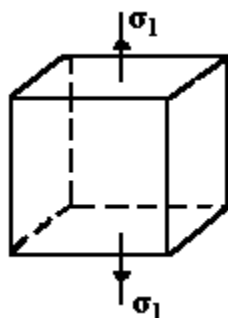


Рисунок 1. Линейное сжатие образца

Для наглядности эксперимента, было собрано два прибора компрессионного сжатия. На каждый прибор установлено по два датчика, которые считывали осадку грунта. Полученные данные записывались в таблицу на протяжении двадцати четырех дней. По этим значениям были построены графики деформации торфа (см. график 1).

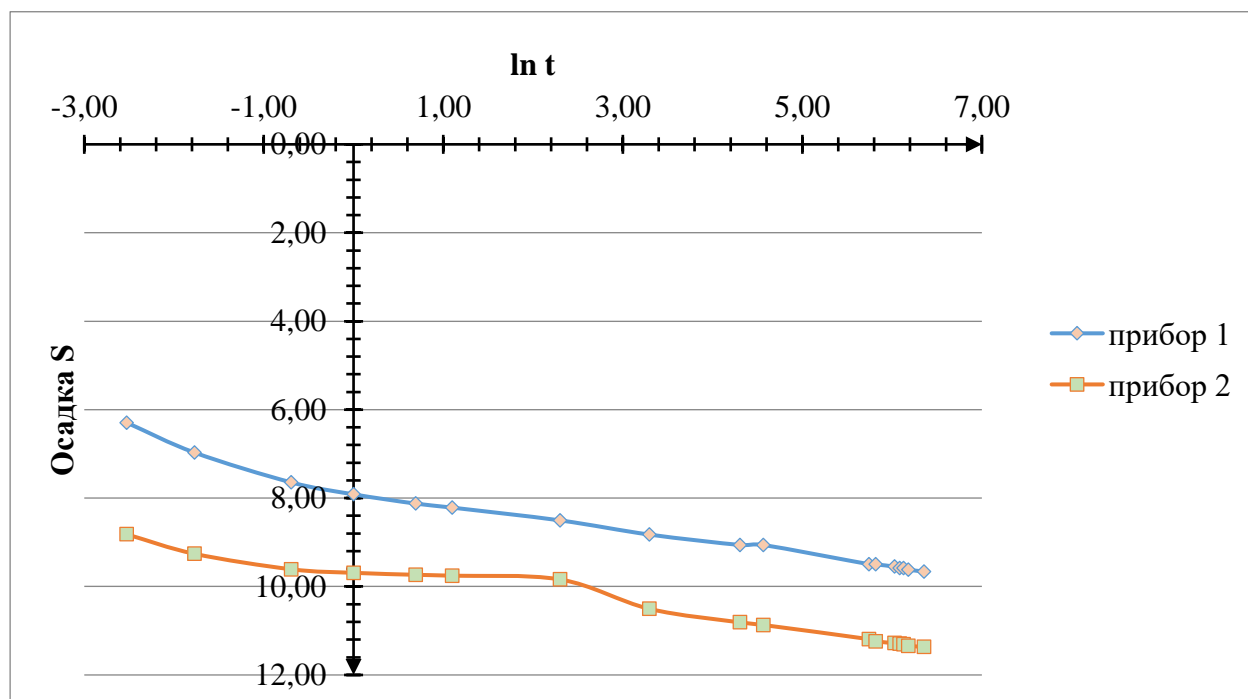


График 1. Линейная осадка торфа

Выводы

Проведенные компрессионные испытания торфа выявили его степень разложения. Осадка у рассмотренного торфа достаточно высокая, низкая сжимаемость и средняя степень разложения. Исходя из этих данных, при строительстве целесообразнее делать полную или частичную выторфовку для того, чтобы фундамент инженерного сооружения не подвергался разрушениям.

Список литературы

- 1)Ананьев В.П., Потапов А.Д. 'Инженерная геология' Москва 'Высшая школа' 2007
- 2)Голицин А.Н. 'Инженерная геоэкология' Москва ОНИКС 2007
- 3)Невзоров А.Л., Никитин А.В., Заручевных А.В. 'Город на болоте' монография. Архангельск ИПЦ САФУ 2012.
- 4) Сжимаемость грунтов. Компрессионные испытания [Электронный ресурс]. Режим до ступа: <https://studfile.net/preview/2180193/page:7>, свободный (дата обращения: 01.02.2023).

Секция №10. Инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела.

*Определение величины роста трещины при расколе породы на контуре шпура с помощью невзрывчатых разрушающих смесей с учетом напряженно-деформированного состояния массива пород. Боровков Ю.А. *, (МГРИ, email: bua_51@mail.ru), Комаров Е.И. (МГРИ, email: e.i.komarov@rambler.ru)*

Аннотация

Рассмотрены вопросы определения величины роста трещины при расколе породы на контуре шпура с помощью невзрывчатых разрушающих смесей при установке в шпуре концентраторов напряжений, в качестве которых используют металлические пластины, с учетом напряженно-деформированного состояния массива пород и в направлении, совпадающем с естественной трещиноватостью массива.

Ключевые слова

Трещина, раскол пород, невзрывчатая разрушающая смесь, концентраторы напряжений, металлическая пластина.

Теория

В настоящее время широко применяемый для разрушения крепких пород буровзрывной способ имеет ряд существенных недостатков, связанных с сейсмическими волновыми воздействиями на породный массив и выделением вредных продуктов взрыва в шахтную атмосферу. Особенно эти отрицательные явления сказываются при ведении очистных работ в подземных условиях.

Одним из направлений создания экологически чистых средств разрушения пород являются применения невзрывчатых разрушающих средств (НРС). Технология разрушения с помощью НРС довольно проста. В пробуренные шпуры (скважины) заливается смесь невзрывчатого разрушающего средства на основе расширяющегося цемента с водой, в процессе гидратации происходит расширение цемента в зависимости от времени с усилением до 30-50 МПа, в результате образуются трещины и материал разрывается между шпурами (скважинами). Процесс протекает бесшумно в течение нескольких часов.

Но, по сравнению с буровзрывным способом технология направленного раскола пород с помощью НРС является также дорогой из-за большой стоимости расширяющегося цемента, входящего в состав НРС, но оно незаменимо при использовании в особо стесненных подземных условиях, где нельзя применить другие способы разрушения. Поэтому, несмотря на большую стоимость невзрывчатого материала, его используют в подземных условиях.

Такие вещества разработаны за рубежом и в нашей стране и широко применяются в строительстве для разрушения бетонных и железобетонных конструкций, в горном деле для добычи природных, драгоценных камней и горных пород. В пробуренные шпуры (скважины) заливается смесь невзрывчатого разрушающего средства на основе расширяющегося цемента с водой, в процессе гидратации происходит расширение

цемента в зависимости от времени с усилением до 30-50 МПа, в результате образуются трещины и материал разрывается между шпурами (скважинами). Процесс протекает бесшумно в течение нескольких часов.

В большинстве современных НРС основным рабочим веществом является оксид кальция, гидратация которого сопровождается увеличением объема [4]. Поэтому при помещении НРС в закрытую полость на стенки последней оказывается давление от расширения смеси.

Процесс производства НРС из местного сырья горного предприятия состоит из добычи материалов (известняки, доломиты и др.), приготовления сырьевой смеси (дробление, помол и усреднение состава), обжига смеси (получение гранул оксида кальция), помола клинкера. В качестве добавок для повышения содержания в НРС оксида кальция применяют природный двуводный гипс, а также отходы промышленности, состоящие из двуводного гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) или их безводного сернокислого кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) или их смеси – фосфогипс, борогипс, фторогипс и др. В доломитизированных известняках в качестве примеси присутствует доломит ($\text{CaCO}_3 + \text{MgCO}_3$) [3,4].

Для создания раскола на контуре шпура с помощью НРС необходимо определить длину образованной трещины, её направление и рост со временем. В качестве направления развития трещины применяют так называемые концентраторы напряжения на контуре шпура, т.е. на контуре шпура делают насечки в сторону развития трещины особым устройством. Но, образование насечек очень затруднительно в крепких породах, поэтому нами исследовалось вставление в шпур одной и двух металлических пластин, которые изменяют круглое сечение шпура на приближенно эллиптическое сечение. Пластины вставляются таким образом, чтобы их направление совпадало с естественной трещиноватостью массива, устанавливаемой при окончании бурения шпуров в породах [1,2].

Теоретическое рассмотрение процесса зарождения и развития направленных трещин при статической нагрузке, развиваемой НРС, имеет два аспекта.

Первый связан с изучением условий зарождения направленных трещин и таких, при которых исключаются побочные разрушения законтурной зоны шпура, второй – с описанием динамики роста возникших радиальных трещин, а также с определением их конечных размеров при различных формах нагружения.

Второй аспект с физической точки зрения является наиболее трудоемким из-за недостаточно развитой техники измерения процессов развития трещин, поэтому в основном, он рассматривается гипотетически, в предположении действия статической увеличивающейся нагрузки, превышающей прочностные свойства породы, окружающей шпур. Поэтому для нас наибольший интерес представляет аспект процесс зарождения направленных трещин, который на второй стадии развивается под действием увеличивающейся статической нагрузки от НРС.

Анализ способов создания раскола на контуре шпура с помощью НРС выявили, что основные конструкции для направленного раскола горных пород можно разделить на две группы. Основным признаком, по которому можно отнести конструкции к той или иной группе, является наличие или отсутствие контакта, предназначенного для раскола

массива горных пород, со стенками шпура и расположение в нем конструкции концентраторов для образования дефекта на стенке шпура.

Нами была разработана конструкция расположения концентраторов напряжений на контуре шпура, когда в нем располагаются две металлические прямоугольные пластины, упирающиеся своими концами в стенки шпура с двух сторон и располагающиеся параллельно друг другу и образующие новое по форме рабочее сечение шпура, напоминающее форму эллипса (рис.1).

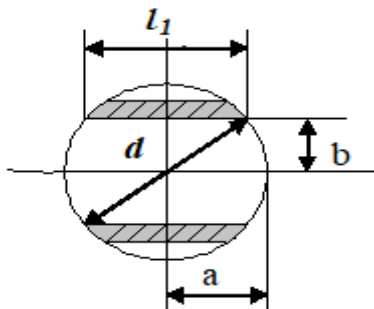


Рисунок 1. Конструкция расположения концентраторов напряжений на контуре шпура в виде двух металлических пластин (а, b – соответственно большая и малая полуоси эллипса)

Его сечение будет зависеть от соотношения полуосей, при этом величина образования трещины на контуре (I) шпура и её прорастания вглубь массива горных пород со временем и с учетом превышения предела прочности гипса на растяжение (Новомосковское гипсовое месторождение) от совместного действия нагрузок гравитационного поля и НРС определяется по формуле:

$$l = \frac{d}{2} \cdot l \sqrt{\frac{1 + (26,07 \cdot lgt - 1,54) \cdot \frac{2 \cdot \eta}{\eta + \sqrt{\eta^2 - 1}} \cdot \left(\frac{d}{l_1}\right)^{\frac{2 \cdot n}{1+n}}}{\bar{\sigma}_p - 1} - 1}$$

где $\bar{\sigma} = \frac{\sigma_p}{\lambda \cdot \gamma \cdot H}$, (σ_p – предел прочности пород на растяжение, МПа); H – глубина

ведения работ, м, γ – удельный вес пород, МН/м³; $\eta = d/l_1$, (d и l_1 – соответственно, диаметр шпура и ширина пластины), l_0 – расстояние от центра шпура до пластины, м (малая полуось эллипса), d – диаметр шпура, м (большая ось эллипса), n – показатель материала концентратора ($n = \sin \varphi$, φ – угол внутреннего трения гипса).

На основании полученной формулы были построены графики изменения длины трещины со временем для шпуров диаметром 42 мм при одном концентраторе напряжений (металлическая вставка, рис.2, кривая - 1) и двух параллельных концентраторов при их различном расстоянии от центра шпура (рис.1, кривые 2-4).

Из графиков на рис.2 видно, что с увеличением времени нарастания нагрузки на контуре шпура от действия НРС длина прорастания трещины при установке в шпур двух параллельных концентраторов напряжений увеличивается в 1,1-2 раза в зависимости от их расстояния от центра шпура по сравнению с одним концентратором (рис.2, кривая - 1).

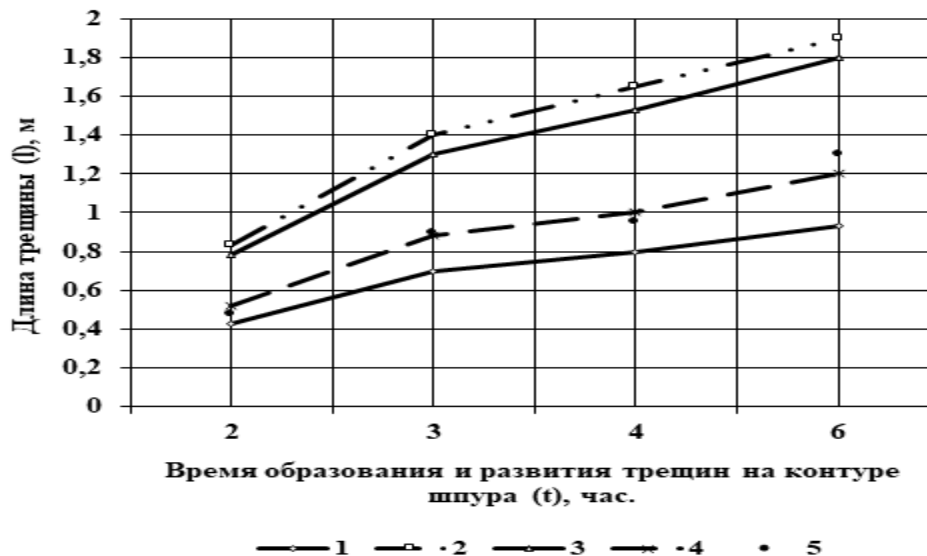


Рисунок 2. Графики изменения длины трещины (l) от времени её образования и развития (t) для шпура диаметром 42 мм с одной вставкой (кривая - 1) и с двумя параллельными вставками при расстоянии между ними: 7 мм - кривая 2; 11 мм - кривая 3 и 15 мм - кривая 4, 5 - экспериментальные данные, полученные в условиях гипсового рудника.

Выводы

Для образования направленной трещины на контуре шпура при применении НРС рекомендуем устанавливать в шпур концентраторы напряжений в виде параллельных друг другу пластин в плоскости предполагаемого раскола пород. Длина прорастания трещины на контуре шпура от совместного действия напряжений гравитационного поля и НРС зависит от прочностных свойств пород, радиуса шпура, геометрических размеров и количества концентраторов напряжений и изменяется со временем по логарифмическому закону.

Библиография

1. Боровков Ю.А., Исмаилов Т.Т., Ганжаргал С. Разработка конструкции концентраторов напряжений при направленном расколе гипсовых пород с помощью невзрывных разрушающих смесей // Записки горного института: Экология и рациональное природопользование. - Санкт-Петербург. - 2005-Т. 166., с. 143-145
2. Боровков Ю.А., Дюдин Ю.К., Фурман С.В. Выбор способа направленного невзрывного метода раскола пород для создания экранирующих поверхностей при разработке обводненных месторождений // Цветная металлургия, №11, 2001, с.21-23
3. Клишин, В.И. Способы и технические средства невзрывного разрушения горных пород растягивающими усилиями/ В.И. Клишин, Ю.М. Леконцев, А.В. Новик// Горный информационно-аналитический бюллетень. - М.: МГТУ, 2000. - №10. - С. 70-72
4. Сахно И.Г., Борщевский С.В., Щуляк Я.О. Новая невзрывчатая разрушающая смесь для разрушения горных пород в условиях температурных полей подземных горных выработок. – Донецк: «Донецкий национальный технический университет», 2015. – 464 с.

Сооружение микротоннелей методом взрывоуплотнения с одновременным креплением. Бочаров И.А. (АО «Геоспецстрой», ilya.bocharov.19@mail.ru), Иляхин С.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, isv11@mail.ru).*

Аннотация

Цель исследования - разработка технологии проходки микротоннелей с использованием энергии взрыва в грунтах. Научная новизна заключается в теоретическом исследовании применения энергии взрыва для сооружения микротоннелей в грунтах.

В результате были разработана технологическая схема проходки микротоннелей с применением энергии взрыва и конструктивная схема устройства для формирования сплошной обделки микротоннеля в процессе его калибровки после произведенного взрыва.

Ключевые слова

Проходка, микротоннель, взрыв, уплотнение, грунт, оболочка, фибробетон.

Теория

Сущность способа проведения горизонтальных горных выработок взрывоуплотнением грунтов заключается в том, что в пробуренную пилотную скважину помещают заряд взрывчатого вещества. После взрыва образуется цилиндрическая полость - готовая выработка.

Основные особенности взрывной технологии - соединение в заряде ВВ функций энергоносителя и рабочего органа, быстрота протекания процесса, высокие мощности.

Способ сооружения горизонтальных выработок методом взрывоуплотнения в породах был описан в диссертации Кологривко А.А.[2], однако предложенная технология имеет ряд недостатков:

- размещение заряда внутри закрепляющего состава (раствор бетона) возможно реализовать только в вертикальной скважине;
- при взрыве заряда, размещенного внутри закрепляющего состава, вся влага испарится, т.к. температура взрыва находится в районе 1000 °С, в следствии чего происходит разделение закрепляющего состава на составные части.

Предлагаемая технология проходки микротоннеля с использованием энергии взрыва подразумевает под собой последовательное выполнение операций (рис. 1):

- проходку двух котлованов на расстоянии 100-300 м;
- бурение пилотной скважины методом прокола или ГНБ;
- зарядание пилотной скважины (гранулированным или эмульсионным ВВ);

- взрывание;
- расширение и калибровка получившегося микротоннеля в черне в виде камуфлетной горизонтальной выемки с одновременным формированием бетонной оболочки.

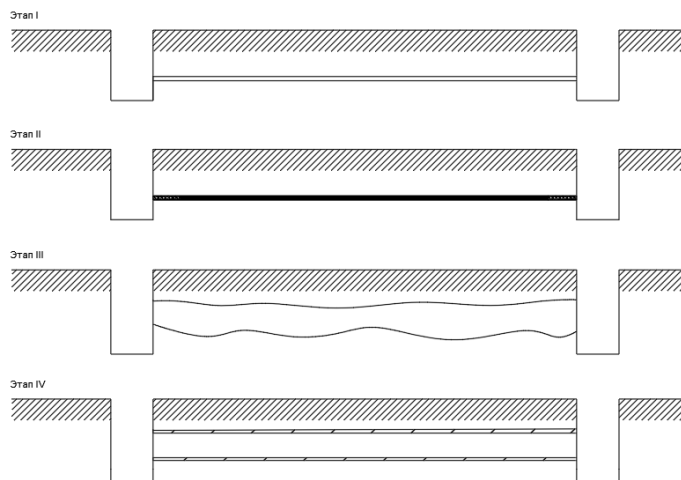


Рисунок 1. Этапы производства работ: I – проходка пилотной скважины; II – зарядание и взрывание взрывчатого вещества в скважине; III – образование полости после взрыва; IV – калибровка и создание бетонной оболочки.

Заключительной стадией работ по сооружению микротоннеля методом взрывоуплотнения является формирование бетонной оболочки.

Так как после подрыва пионерной скважины формируется микротоннель с неровными уплотненными стенками, поэтому необходимо произвести калибровку полученной подземной выработки. Но, кроме этого, возникает проблема с недостаточным расширением пилотной скважины в местах, где располагался забоечный материал. Для решения данных задач наиболее подходящим инструментом будет применение калибратора.

Формирование бетонной оболочки микротоннеля можно производить вслед за калибратором, для этого необходимо к нему присоединить струеформирующую насадку (рис. 2).

В качестве основной опалубки предпочтительно применять металлическую трубу, для возможности многократного применения. Так как, стенки микротоннеля уже укреплены, то нагрузка на трубу будет создаваться только за счет массы бетона, заполняемого пространство между трубой и стенками выработки. Основная опалубка является продолжением хвостовика расширителя и необходима для навивки временной опалубки из ПВХ трубы.

Временная опалубка формируется спирально навивочным методом и служит для предотвращения обрушения закаченного бетонного раствора до момента схватывания.

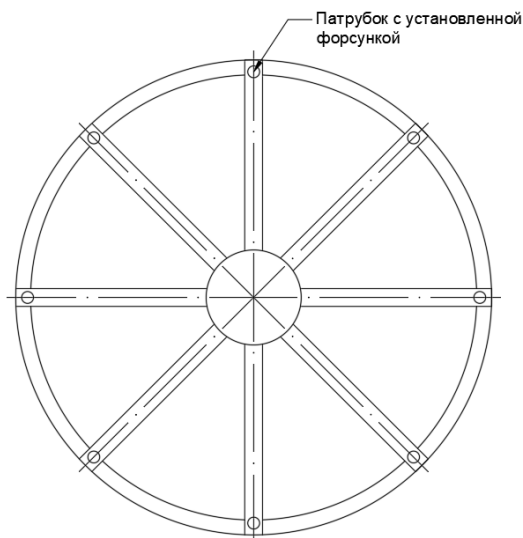


Рисунок 2. Схема струеформирующей насадки.

Суть данного метода заключается в том, что временная опалубка формируется путем навивки ленты с профилем типа L-ПВХ (используется для труб диаметром от 800 мм), при движении внутри временной опалубки навивочной машины.

Опираясь на опыт формирования тонкостенной бетонной оболочки изложенной в работе Беляковой Е.В. [1] была предложена следующая конструкция головной части струеформирующего устройства и установки для изготовления временной обделки (рис. 3), т.к. разработанная автором технология имеет ряд значительных недостатков:

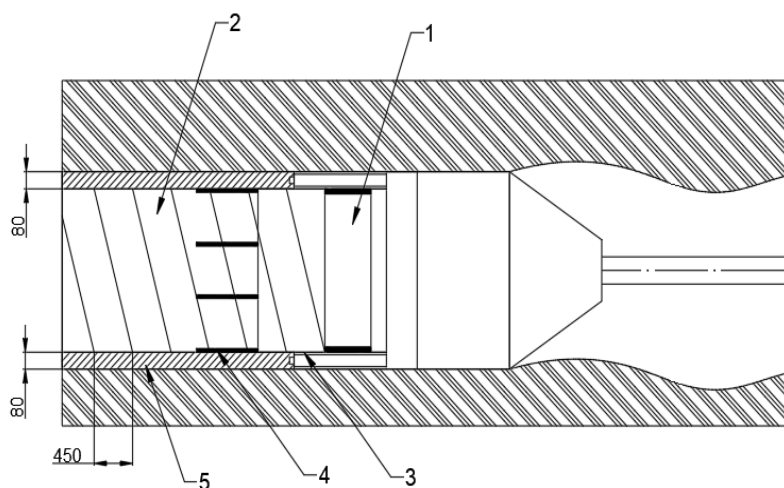


Рисунок 3. Технологическая схема устройства основной опалубки: 1 – навивочная машина; 2 – временная опалубка из ПВХ ленты; 3 – основная опалубка; 4 – поддерживающие стержни; 5 – сплошная бетонная оболочка.

ограничение по длине сооружаемого микротоннеля, т.к. предполагается одновременное расширение, формирование оболочки и протяжка трубы; опасность в затвердении бетона до момента окончания проходки; необходимость использования мощных гидродомкратов для протяжки футляра; недоработана технологическая схема

формирования сплошной обделки с одновременной протяжкой футляра; не проведены промышленные испытания предложенной технологии.

Для увеличения прочности бетонной оболочки микротоннеля предлагается известный способ с добавлением в раствор фибры. С фиброй прочность бетона на 20-30% больше, чем у железобетона, следовательно толщина сплошной бетонной оболочки будет меньше чем у обделок заводского изготовления.

Преимуществом разработанной технологии проходки микротоннеля в глинистых и суглинистых грунтах является:

1. Применение малогабаритного оборудования.
2. Меньшая стоимость оборудования по сравнению с микрощитовой проходкой.
3. Возможна проходка на длину от 100 до 300 м.
4. Скорость сооружения бетонной оболочки микротоннеля – в течении дня можно сформировать сплошную оболочку микротоннеля длиной 100 м.
5. Снижение стоимости проходки по сравнению с технологией микротоннелирования более чем в 3 раза.

Выводы

Разработаны технологические схемы проходки микротоннелей с применением энергии взрыва и конструктивная схема устройства для формирования сплошной обделки микротоннеля в процессе его калибровки после произведенного взрыва.

Предложенная технология рекомендуется к применению при проходке микротоннелей на неосвоенных территориях на глубине не менее 8 м от поверхности для микротоннеля диаметром 1 м. При уменьшении диаметра взрывной скважины возможна проходка микротоннеля диаметром 300-500 мм с использованием вместо формируемой крепи футляр из трубы ПНД.

Библиография

1. Выбор и обоснование параметров установки для бестраншейной прокладки трубопроводов с созданием защитной грунтоцементной оболочки: диссертация кандидата технических наук: 05.05.04 / Беякова Е.В. – Тула, 2010.
2. Обоснование параметров проведения горноразведочных выработок в связных породах способом взрывоуплотнения и одновременного крепления: диссертация кандидата технических наук: 05.15.14 / Кологривко А.А. - Москва, 2000. - 120 с.: ил.

*Использование термохимических технологий для отработки оставленных запасов угля. Грабский А.А. * (РГГРУ имени Серго Орджоникидзе, a.a.grabsky@yandex.ru), Загорименный И.М. (ИПКОН РАН, iosif-54@mail.ru), Блохин Д.И. (ИПКОН РАН, dblokhin@yandex.ru), Федорова М.А. (НИТУ МИСИС, fedorova.ma@misis.ru)*

Аннотация

Описываются основные результаты по разработке инновационных проектных и технических решений по комплексному использованию и энергоэффективному освоению газоносных угольных месторождений, подготовке шахтного поля для подземной газификации угольных пластов, добычи угольного метана и обоснованию параметров этих процессов и средств получения газового топлива, удовлетворяющего требованиям высокоэффективных генерирующих установок.

Ключевые слова

Уголь, некондиционные запасы, термохимическая переработка, горно-энергетическое предприятие, экологическая безопасность

Теория

Значительное повышение показателей эффективности работы угольных предприятий связано с проведенной реструктуризацией угольной промышленности, заключающейся на первом этапе в закрытии значительного количества нерентабельных шахт. При этом оставленные в пределах горных отводов запасы угля списаны или законсервированы и не могут быть извлечены при существующем уровне развития техники. По данным ЦДУ «ТЭК» по состоянию на 2022 год добычу угля в Российской Федерации осуществляли 54 шахты, использующие передовую высокопроизводительную технику, и большинство из них работает по прогрессивной технологии "шахта-лава". В то же время из доклада Минэнерго России о ходе реализации в 2021 году Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года следует, что вопреки планируемому снижению средняя глубина разработки на российских шахтах достигла 482,5 метра против 431 метра в 2010 году. Это явилось одной из причин ухудшения горногеологических условий отработки запасов угля. Подавляющее большинство шахт (90,8 процента) разрабатывают пласты являющиеся опасными хотя бы по одному из факторов, установленных для оценки работы особо опасных объектов. Кроме этого, предъявляемые требования к условиям залегания угольных пластов для их эффективной отработки высокопроизводительной техникой приводят к переоценке кондиционных запасов. Например, в 2021 году снижение запасов угля в результате их переоценки и списания составило 163,1 млн т. В то же время из отгруженных на внутренний рынок 166,6 млн.т. угля значительная часть идет на обеспечение электростанций – 72,2 млн.т, обеспечение населения, коммунально-бытовые нужды, агропромышленный комплекс– 27,8 млн.т [1].

Энергетическая эффективность использования углей как энергетического сырья при существенном снижении отрицательного воздействия процессов добычи и сжигания углей на окружающую среду может быть повышена за счет использования нетрадиционных технологий разработки угольных месторождений. Для получения максимального эффекта эти технологии необходимо увязывать между собой,

обеспечивая добычу, переработку и использование угля в едином горноэнергетическом комплексе.

В настоящее время из апробированных в широком диапазоне горно-геологических условий и направленных на проблемы добычи и использования энергетического угля ориентированы только способы газификации угольных пластов (ПГУ) и подземного сжигания (ПСУ). Анализ результатов работы станций «Подземгаз», реализованных и разрабатываемых проектов показывает, что подземная газификация угля (ПГУ) может стать одним из наиболее экономичных способов энергетического использования угля. [2, 3]. В то же время оставленные в пределах горного отвода запасы угля, забалансовые и некондиционные запасы шахт и разрезов не рассматривались к отработке данным способом.

Ранее были выполнены работы по обоснованию опытно – промышленного апробирования технологии, предусматривающей комплексное извлечение из недр угля и тепловой энергии, заключительная стадия которой – подземное сжигание угля (ПСУ) с использованием всасывающей схемы подачи дутья угля и получением на поверхности различных видов энергоносителей. В разрабатываемые запасы могут быть включены подработанные горными работами участки месторождения и находящиеся вблизи действующих шахт. [4]. Перспектива использования преимуществ рассматриваемых технологий может быть реализована при реализации нагнетательно-всасывающего способа подачи окислителя в подземный газогенератор. Технологическая схема процесса подземного сжигания угольных пластов представлена на рисунке 1.

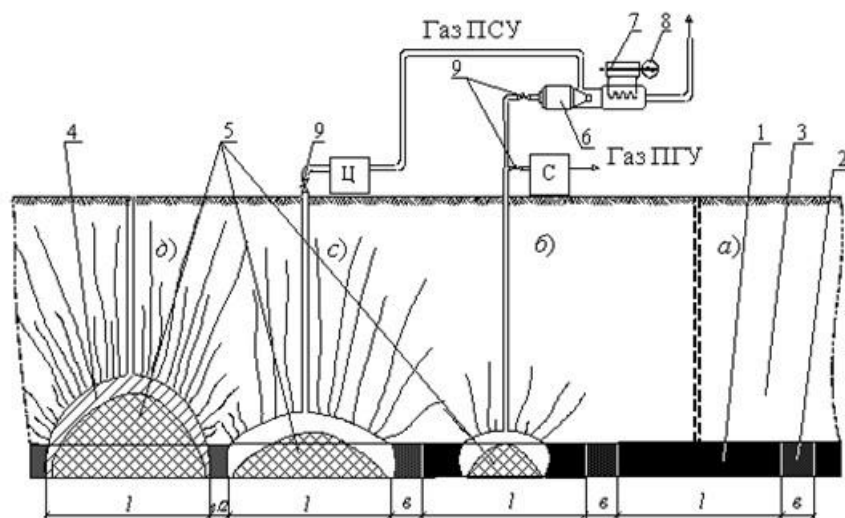


Рисунок 1. Комбинированная технология подземного сжигания угольных пластов: 1 - сжигаемый уголь; 2 - угольный целлик; 3 – породы кровли; 4 – закладка; 5 – обрушенные породы кровли; 6 – газотурбинная эжекционная установка; 7 - газотурбинный двигатель; 8 – генератор; 9 – регулируемые дросселя; Ц – циклон; С – скруббер.

Возможность совместного применения технологий ПГУ - ПСУ продемонстрирована на экспериментальном участке на Южно – Абинской станции «Подземгаз» при дожигании оставшихся запасов угля в пределах газогенераторов, в первую очередь, для целей местного теплоснабжения [5]. Помимо этого, были предложены решения по повышению эффективности термохимической переработки угля [6, 7]. Эффективность вовлечения в сферу промышленного производства

оставленных в пределах горного отвода запасов угля, забалансовых и некондиционных запасов может быть существенно повышена за счет вовлечения в процесс получения тепловой и электрической энергии метана угольных пластов [8]. Схема локального углегазоэлектрического комплекса показана на рисунке 2.

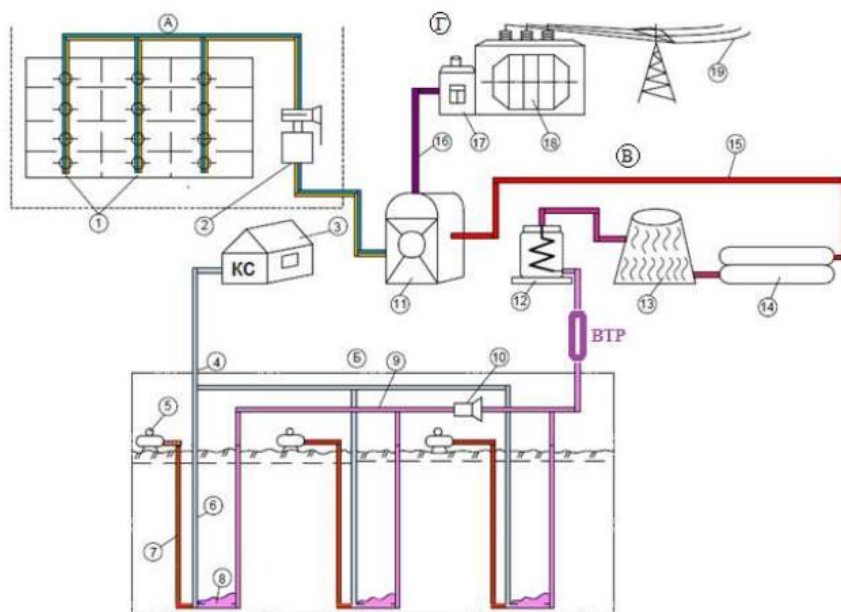


Рисунок 2. Локальный углегазоэлектрический комплекс ЛУГЭЖ-ПГУ: 1-метанодобывающие скважины; 2-вакуумный агрегат ЕН 420 и газовый бустер ДТ "Lutos"; 3-кислородная станция «Грасис»; 4-трубная кислородоподающая линия; 5-парогенератор "Bosch UL-S"; 6-скважина для подачи окислителя; 7-скважина для подачи пара; 8-огневой канал ПГУ; 9-трубная линия для сбора горячего сырого генераторного газа (СГГ); 10-дымосос ДНХ 15-1000; 11-смеситель очищенного генераторного газ (ОГГ) с угольным метаном; 12-теплообменник; 13-градирня; 14-газовый насос низкого давления; 15-трубная линия для ОГГ; 16-трубная линия для подачи газового топлива в генерирующую установку; 17-дожимной компрессор; 18-парогазовая генерирующая установка комбинированного цикла (ПГУКЦ); 19-ЛЭП; ВТР – охлаждающая вихревая труба (холодильник) Ранка - Хилша

Вопрос об эффективности технологии является очень важным и напрямую зависит от мощности предприятия. Возможно, поэтому минимальные мощности проектов предприятий с использованием термохимических технологий составляют 25 МВт, что соответствует тепловой мощности более 20 Гкал/час. В тоже время в Сибирском, Дальневосточном, Южном, Северо-западном федеральных округах, Федеральных округах, где расположены разрабатываемые и оставленные запасы угля преобладают мощности котельных до 3 Гкал/час, следом по количеству идут котельные мощностью от 3 до 20 Гкал/час (СФО -82% и 15%, ДФО – 69% и 26%, ЮФО-85% и 12%, СЗФО-66% и 28%) [9].

Уменьшение единичной мощности участка термохимической переработки угля потребует изменения состава и компоновки поверхностного комплекса, снизит экологическую нагрузку, потребует изменения компоновки поверхностного комплекса. В качестве одного из элементов компоновки поверхностного комплекса возможно использование газотурбинной эжекционной установки.

Выводы

Основное практическое значение приведенных исследований заключается в разработке технологии использования локальных углегазоэлектрических комплексов (ЛУГЭК) и методического обоснования проектных решений по комплексному использованию метаноносных угольных месторождений для выработки газового топлива в высокоэффективных генерирующих установках.

Библиография

1. Петренко И.Е. Итоги работы угольной промышленности России за 2021 год // Уголь. – 2022. – № 3. – С. 9 – 23. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-3-9-23
2. Крейнин Е. В. Подземная газификация углей: основы теории и практики, инновации. – М.: 2010. – 400 с.
3. Лазаренко С.Н., Тризно С.К., Кравцов П.В. Применение модифицированной технологии подземной газификации угля для разработки высокогазоносных угольных месторождений // Горный информационно – аналитический бюллетень. – 2010. – № 2. – С. 354 – 357.
4. Ржевский В.В. Подземное сжигание углей. – М.: МГИ, 1990. – 202 с.
5. Закоршменный И. М., Янченко Г.А. Анализ и пути повышения эффективности извлечения тепловой энергии при подземном сжигании угля // Горный информационно – аналитический бюллетень. – 1999. – № 8. – С. 8 – 13.
6. Закоршменный И.М., Антонов В.Б. Принципиальная технологическая схема термохимической переработки некондиционных запасов угля // Горный информационно – аналитический бюллетень. – 2000. – № 3. – С. 13 – 15.
7. Зоря А.Ю., Крейнин Е.В. Может ли подземная газификация угольных пластов стать промышленной технологией // Уголь. – 2009. – № 3 (995). – С. 68 – 70.
8. Федорова М.А., Агафонов В.В. Проектирование подготовки эксплуатационных блоков в технологии локального углегазоэнергетического комплекса // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № S40. – С. 3 – 7. – DOI 10.25018/0236-1493-2017-12-40-3-7.
9. Закоршменный И.М., Блохин Д.И. Вовлечение в сферу промышленного производства оставленных запасов угля за счет использования технологии термохимической переработки / 5-я конференция Международной научной школы академика РАН К.Н. Трубецкого. Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр. – М.: ИПКОН РАН, 2022. – С. 193 – 196.

Разведочное бурение с отбором керна в сложных горно-геологических условиях на месторождении Зарнисори Шимоли (Таджикистан). Девлохов М.А. (МГРИ, murid.devlokhov@mail.ru), Ганин И.П. (МГРИ, ganinip@mgri.ru)*

Аннотация

Рассматривается состояние недропользования в республике Таджикистан. Развитие горнодобывающего сектора страны во многом зависит от привлечения инвестиций. Одним из перспективных объектов для этого является месторождение Зарнисори Шимоли, расположенное в пределах Алтын-Топканского рудного района.

Для ускоренного перевода прогнозных ресурсов в запасы промышленного значения и развертывания широкомасштабной разработки рудных месторождений, необходимо в течение ближайших лет провести разведочное доизучение наиболее перспективных объектов. Месторождение Зарнисори Шимоли характеризуется сложными: геологическим строением и горнотехническими условиями разработки. Попытки решать задачу отбора представительного керна стандартными техническими средствами и технологиями положительных результатов не дают, поскольку горно-геологические условия месторождений: метаморфизм, многостадийное окварцевание, сложная тектоника и пр., делают одинарные колонковые снаряды неэффективными. Анализируется возможность решения задачи отбора представительного керна на глубинах до 1000 м путем применения снарядов со съёмными кернаприемниками. Рассматриваются буровые установки, пригодные для применения в условиях горной местности.

Ключевые слова

Буровая разведка, Алтын-Топкан, сложные горно-геологические условия, отбор керна, снаряды ССК, мобильные буровые станки.

Теория

Недропользование является одним из приоритетных направлений развития экономики Республики Таджикистан. В настоящее время на горнорудную промышленность приходится 25% от общего объема продукции. Отрасль вносит свой вклад и в экспортный потенциал республики. В недрах Таджикистана выявлено, разведано и частично подготовлено к промышленному освоению несколько сот месторождений полезных ископаемых. Это месторождения свинца и цинка, меди и висмута, сурьмы и ртути, благородных металлов, молибдена и вольфрама, железа, олова, борного сырья, стронция, плавикового шпата, каменных солей, поделочных, полудрагоценных и драгоценных камней, строительного камня и множества других видов минерального сырья для стройиндустрии, каменных углей, антрацита, графита, нефти и газа, озокерита, подземных пресных, термальных и минеральных вод, фосфоритов, а также ряда других полезных ископаемых: всего более 50 видов [2].

Сегодня в Таджикистане действуют десятки предприятий горнопромышленного и металлургического комплекса, занимающихся разработкой золотоносных, сурьмяных, свинцово-цинковых и других рудных месторождений, а также месторождений строительных материалов с привлечением инвестиций стран ШОС. Развитие горнодобывающего сектора страны напрямую зависит от привлечения инвестиций в эту

отрасль. Одним из перспективных объектов в этом направлении является месторождение Зарнисори Шимоли расположенное в пределах Алтын-Топканского рудного района. Месторождение по масштабам относится к разряду крупных, и находится в благоприятных экономических условиях. В Душанбе подписано соглашение о разработке месторождения Зарнисори Шимоли между Государственным комитетом по инвестициям и управлению госимуществом Таджикистана и Таджикско-китайской горнопромышленной компанией (ТК-Горпром) по разработке месторождения свинца и цинка. Согласно проекту развития предприятия, с вводом в эксплуатацию нижних горизонтов месторождения Зарнисори-Шимоли, объем добычи и переработки руды составит около 2 млн. тонн с дальнейшим увеличением до 3 млн тонн в год

Для ускоренного перевода прогнозных ресурсов в запасы промышленного значения и развертывания широкомасштабной разработки месторождения, необходимо в течение ближайших лет провести разведочное доизучение наиболее перспективных объектов на его нижних горизонтах. Целевым назначением работ является проведение детальной разведки с ожидаемым подсчетом промышленных запасов свинца, цинка и серебра. Кроме указанных элементов, в рудах месторождения присутствуют: висмут, золото, селен, теллур, таллий, индий, галлий, германий. В связи с этим, необходим подсчет запасов всех компонентов, имеющихся в рудах месторождения.

Месторождение Зарнисори Шимоли характеризуется сложными: геологическим строением и горнотехническими условиями его разработки. Алтын-Топканское рудное поле приурочено к тектоническому блоку, со всех сторон ограниченному крупными разломами. Главная масса рудных тел сосредоточена в двугранном углу, образованном косо пересекающимися Приконтактовым и Алтын-Топканским разломами. Основу геологической структуры Алтын-Топкана составляет пересекающаяся сеть согласных трещин, подчиненных Приконтактовому разлому, и секущих трещин, подчиненных АлтынТопканскому разлому. Этот каркас трещин контролирует размещение интрузивных пород и ассоциированных с ними рудоносных скарнов. Главная масса руды сосредоточена в телах у контактов даек гранодиорит-порфиров с известняками, часто не достигающих земной поверхности. Полиметаллическое оруденение наложено на все разновидности скарнов. Морфология рудных тел характеризуется значительным разнообразием и сложностью: рудные тела трубообразной и иной сложной формы, приуроченные к участкам пересечения дизъюнктивных нарушений в карбонатных породах, имеют мощность от нескольких до первых десятков метров, протяженность – от десятков до нескольких сотен метров. В перечень главных рудообразующих минералов входят галенит и сфалерит, в меньшей мере пирит, халькопирит, магнетит. Для рудных тел характерна вертикальная зональность - отношение свинца к цинку изменяется в интервале глубин 300-600 м от 1,3 до 0,9 в трубчатых и от 1,4 до 0,3 в контактовых телах. На глубине 800 м и более галенит-сфалеритовые руды в мангангеденбергит-манганпироксенитовых скарнах сменяются магнетит-пиритовыми рудами в скарнах с пониженным содержанием закисей марганца и железа [4]

Поскольку месторождения Алтын-Топканского рудного поля приурочены к крутопадающим скарнам, мощность которых на глубине возрастает, то это вызывает необходимость применения достаточно глубоких разведочных скважин - глубиной 1000-1200 м.

Попытки решать задачу представительного отбора керн стандартными техническими средствами и технологиями положительных результатов не дают, поскольку горно-геологические условия месторождений: метаморфизм, многостадийное

окварцевание, сложная тектоника и др., делают одинарные колонковые снаряды неэффективными. Именно по причине низкого выхода керна, а иногда его полного отсутствия при буровой разведке, разведка месторождений в пределах Алтын-Топканского рудного поля большей частью основывалась на использовании горных выработок. Роль скважин в данном геологическом регионе была ограниченной, что не позволяло достоверно оценивать масштабы месторождений, особенно на глубину. До настоящего времени месторождения рудного поля Алтын-Топкан достоверно прослежены до глубины не более 800 м.

Все свинцово-цинковые руды являются комплексными и содержат значительное количество попутных компонентов, которые повышают ценность руд. Поэтому для рассматриваемого полиметаллического месторождения, показатель получения кернового материала (выход керна) при геологоразведочном бурении должен быть не менее 70-85%. Применение одинарных колонковых снарядов, в том числе, различных технологических приемов типа: укороченных рейсов, «затирки всухую», больших диаметров бурения и пр., обеспечивают не более 60% кернового материала от пройденного интервала [1].

Требованиям повышения выхода керна при бурении глубоких геологоразведочных и исследовательских опорных скважин наиболее полно отвечают снаряды со съёмными кернаприемниками, которые во многом позволяют решить задачу получения более высококачественной геологической информации. В конструкции снарядов со съёмными кернаприемниками свободная подвеска кернаприемника на шпинделе с помощью подшипников в колонковом наборе практически исключает его вращение, и защищает образующийся столбик керна от разрушения в процессе углубки скважины. Имеется возможность в рассматриваемых условиях применять комплекты снаряда со съёмным кернаприемником типов: КССК-76, ССК-59 и ССК-76, а также получившие в настоящее время повсеместное распространение комплекты снарядов фирмы Voart Longear.

Наиболее подходящими для бурения в сложных условиях являются комплекты КССК-76 [3]. Они предназначены для бурения скважин в разрезах с перемежающимися породами вплоть до X категории по буримости, т.к. имеют прочную колонну бурильных труб с замковыми соединениями. Для увеличения глубины бурения имеется возможность применения легкосплавных труб. Но применение КССК-76 предполагает использование буровых станков типа ЗИФ 1200 МРК и СКБ-5, которые не отличаются большой мобильностью, т.к. устанавливаются на металлической раме с полозьями и перетаскиваются с точки на точку тракторами. Это не совсем удобно для горной местности представляющей собой отроги Тянь-Шаня. Присоединение колес к металлической раме, подобно тому, как это реализовано в установке ПБУ-800 также не добавляет мобильности.

Комплекты ССК имеют гладкоствольную тонкостенную колонну труб с резьбовым соединением труба в трубу. Колонна труб менее прочная, в сравнении с КССК, и больше приспособлена для алмазного бурения в однородных устойчивых породах.

Более рациональными для применения в горных условиях (рис.1), с учетом рассматриваемых глубин и диаметров, могут оказаться буровые установки западных производителей, например: Voart Longyear LF-90С, Atlas Copco Christensen СТ-20, Atlas Copco Christensen CS-14, а также их китайские аналоги. Массогабаритные параметры

перечисленных буровых станков предполагают их монтаж на самоходной колесной и гусеничной базе в утепленных корпусах. Буровой парк станков должен быть обеспечен буровыми снарядами диаметром NQ (Ø-76мм), HQ (Ø-95мм), и PQ (Ø-125мм), и технологическим оборудованием. Применение снарядов BQ (Ø-59 мм), в зависимости от марки станка, обеспечивает глубину бурения до 1200÷1500м, а NQ (Ø-76мм) - до 1000÷1200 м.



Рисунок 1. Зарнисори Шимоли

Выводы

Применение на месторождении Зарнисор Шимоли современных комплексов ССК, обеспечивающих достоверный выход керна в сложных горно-геологических условиях на глубинах до 1000 м в комплексе с современными мобильными буровыми установками позволит отказаться от применения дорогостоящих подземных горноразведочных выработок, ускорит доразведку месторождения на глубинах 800÷1000 м.

Библиография

1. Бурение и опробование разведочных скважин. Учебное пособие для вузов/В.И. Власюк, А.Г. Калинин, под общей редакцией А.Г. Калинина. – М.: Изд-во ЦентрлитНефтеГаз, 2008 с.; ил.
2. Маджидов Б.С. Минерально-сырьевая база республики Таджикистан Горный информационно-аналитический бюллетень. 2017 № 5 С. 404–412. 2017
3. Нескоромных В.В. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: учеб.пособие / В.В. Нескоромных. – Красноярск: СФУ, 2012 – 294 с.
4. Рудные месторождения СССР. Т. 2 / Ред. В.И. Смирнов. – М.: Недра, 1978. – 399 с. – Алтын-Топкан – стр. 169-171.

Новое направление в области взрывного разрушения при системах разработки полезных ископаемых. Закалинский В.М.* (ИПКОН РАН, vmzakal@mail.ru), Одинцов В.Н. (ИПКОН РАН, odin-vn@yandex.ru), Шуповский И.Е. (ИПКОН РАН, iv_ev@mail.ru), Мингазов Р.Я. (ИПКОН РАН, ghost1064@yandex.ru)

Аннотация

При разработке месторождений полезных ископаемых существуют следующие многолетние проблемы:

- защита сооружений от сейсмического воздействия взрывных работ;
- предупреждение внезапных выбросов углей и газа в очагах сейсмоакустических импульсов или, например, изменения проницаемости или других особенностей в угольных пластах, требующие для своего разрешения проходки специальных дорогостоящих выработок;
- подобные ситуации другого характера имеют место и в массивах горных пород, что в целом влияет негативным образом на разработку рудных полезных ископаемых;
- сложность изменения установленного на каждом горном предприятии определенного количества взрывчатых веществ;
- проблема достижения (постоянной) одинаковой (одной) величины размеров куска грансостава, соответствующей горно-геологическим условиям;
- разнообразные непредвиденные ситуации при системах разработки, требующие для их решения нецеленаправленного взрывного воздействия.

Предложена и разрабатывается идея возможного решения данных проблем путем разработки заряда взрывчатых веществ новой конструкции, заключающееся в воспроизводстве единого заряда заданной массы и формы путём его рассредоточения в нескольких зарядах меньшего размера. Раскрыт механизм нового взрывного процесса и рассмотрен пример решения проблемы на горном предприятии с применением компьютерного моделирования.

Ключевые слова

направленный взрыв, сближенные заряды, компьютерное моделирование SPH.

Теория

Известно, что новые идеи в науках о Земле и практическая их реализация независимо от их содержания, начинаются с такого звена, как поиск и констатация соответствующих проблем, аномалий и т.п. в соответствующих сферах практической деятельности [1, 3, 4]. Применительно к горнотехническому профилю в этом случае вполне приемлемо выявление ключевых проблем или аномалий, влияющих на совершенствование важнейших процессов. Указанные проблемы и аномалии, связанные в том числе с буровзрывными работами, имеют давний характер и до сих пор нет рациональных способов их нейтрализации. Это связано, в частности, с отсутствием необходимого единого инструментария. На практике это вынуждает прибегать к различным техническим приемам опытного характера в зависимости от условий разработки полезных ископаемых [2, 7]. Кроме того, современный уровень развития взрывных работ требует новых возможностей управления действием взрыва при различных технологических процессах, в том числе путем использования различных принципов управления энергией взрыва и его распределением в массиве горных пород.

В ИПКОН РАН предложена и разрабатывается идея возможного использования при решении данных проблем и аномалий путем разработки заряда взрывчатых веществ новой конструкции [5]. Она заключается в воспроизводстве единого заряда заданной массы и формы путём его рассредоточения в нескольких зарядах меньшего размера, расположение которых имитирует форму основного заряда согласно проблемным аспектам горных производств. В данном случае главная особенность заключается в возможности направленного по усмотрению управления процессом взрывного разрушения горного массива в технологических целях. Это обстоятельство открывает возможности, связанные с целенаправленным изменением условий формирования и формы интегральной волны деконцентрированного (пучкового) заряда. Традиционные методы управления взрывом известными монозарядами в различных их сочетаниях используются в этом случае как средства создания условий взаимодействия цилиндрических волн. Происходит формирование фронта направленного взрывного воздействия из нескольких симметричных относительно оси зарядов потоков энергии. Следует отметить, что пучковая конструкция заряда сама по себе обладает разносторонними свойствами, но на практике длительное время используется только одно из них, связанное с дроблением горных пород при одновременной детонации всех его скважинных зарядов любой геометрии расположения.

Таким образом, на базе теоретических и практических действия взрыва и его эффектов появляется возможность разработки нового в горном деле инструментария направленного действия взрыва в рамках единого заряда особой конструкции и особенностей (эксклюзивности) его детонации. Механизм данного взрывного процесса связан с изменением распределения энергии взрыва пучкового общего заряда различной формы расположения и величины отдельных его зарядов. Он заключается в достижении максимальной продолжительности импульса взрыва за счет порядного короткозамедленного инициирования рядов сближенных зарядов с последовательным нарастанием энергии волны в сторону проблемного горного массива. Можно отметить, что на указанный в горном деле инструментарий направленного действия взрыва получен соответствующий патент [5], а нижеприведенные фрагмент демонстрирует научно-исследовательскую часть концепции развития нового направления в горных науках. Опуская далее аналитическую часть проблемы, рассмотрим пример с частичным ее решением на горном предприятии с применением компьютерного моделирования [8]. Эволюция формирования зон обусловлена сложными взаимодействиями между деформациями породы, повреждением массива и другими физическими явлениями, вызванными техногенным воздействием. В этих ситуациях применен расчетный метод решения динамических задач геотехнической механики с критериями взрывного разрушения материала геосреды. Суть его в особенностях, которые по своей физико-математической структуре сочетают возможности аналитических постановок и решения задач разнообразного характера. Это можно продемонстрировать на примере компьютерного исследования модели выемочного участка с решением задачи в виде определения отклика геосреды и состояния выработки при интенсивном динамическом воздействии, вызванном взрывом. Метод аналитического решения связан с развитием напряженно - деформированного состояния горного массива и его разрушения при взрывных работах. Его возможности отслеживать напряженно – деформированное состояние массива горной породы и разрушение при техногенных воздействиях можно проиллюстрировать на численном моделировании. Исследуется развитие трещинообразования в горном массиве с выработкой при динамическом нагружении, вызванном проведением взрывной отбойки открытого уступа. Применяемый расчетный метод SPH позволяет прогнозировать отклик геосреды на взрывное воздействие,

учитывая при этом индивидуальные свойства горного массива [8]. Конфигурация рассматриваемой задачи представлена на рисунке 1.

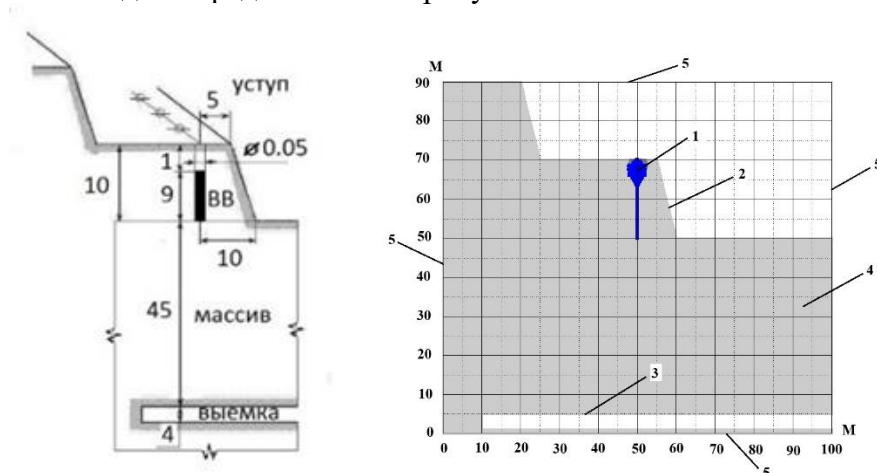


Рисунок 1. Постановка задачи: 1- точка инициирования вертикальной скважины; 2- свободная поверхность; 3- выработка; 4- массив горной породы; 5- граничные условия

В массиве на глубине 45 м расположена протяженная выемка высотой 5 м. На дневной поверхности над выработкой проводится отбойка уступа посредством массового взрыва скважинных зарядов ВВ. Требуется определить отклик геосреды и состояние выработки при данном интенсивном динамическом воздействии. Для решения поставленной плоской краевой задачи был использован метод сглаженных частиц SPH, хорошо зарекомендовавший себя при решении динамических задач геотехнической механики. В методе SPH реализуется двойственная модель представления повреждаемости геосреды, отражающая разрыхление горной породы при заданном критерии разрушения. Практика расчетов показывает, что SPH метод может описывать развитие зон повреждения горного массива с достаточной достоверностью. На рисунке 2 представлено характерное развитие одного из взрывного процессов воздействия на горный массив с выработкой, по которому рассчитываются результаты расчета с учетом изменения состояния материала горной породы.

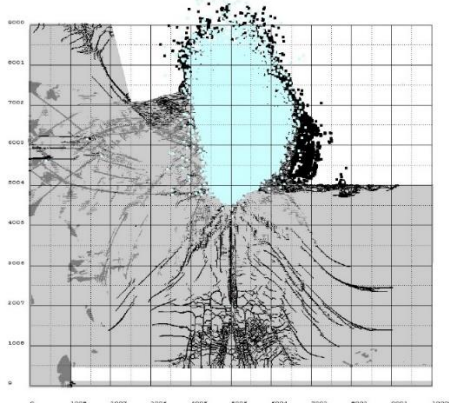


Рисунок 2. Развитие взрывного процесса (голубой цвет) и изменение состояния массива с выработкой при 42 мс: серый цвет – упругое состояние, темно-серый – зоны пластичности, черный цвет с компонентами – разрушаемый материал с намечаемой трещиноватостью

Можно проследить, что в ближней области, непосредственно примыкающей к заряду, горная порода находится в условиях неравномерного объемного сжатия. При этом к моментам времени 11-20 мс в плоскостях, ориентированных преимущественно под углом 45° к радиальному направлению от оси заряда, возникают наибольшие по

величине касательные напряжения. За счет этого образуется система спиральных линий локализации деформаций, разбивающих породу на различные блоки. За пределами этой зоны ко времени - 20 мс в результате расширения массива образуется система радиальных трещин. При падении давления в газовой полости и обратном движении породы в направлении заряда к 30 мс происходит образование тангенциальных трещин. Совокупность зон объемного сжатия и трещинообразования составляет так называемую область регулируемого дробления. При выходе волны сжатия на обнаженную поверхность или на свободную поверхность кровли выработки она трансформируется в волну растяжения, которая при своем движении от поверхности образует систему откольных трещин. Применения различных способов регулирования потоками энергии взрыва в заданных направлениях, существенно увеличивает направленное действие взрыва сближенных зарядов [6]. В результате достигается технико-экономическая эффективность в различных горнотехнических условиях с учетом глубины разработки месторождений.

Выводы

Таким образом вычислительный метод способствует более качественному изучению и лучшему пониманию физических процессов, происходящих при деформировании и взрывном разрушении массива горных пород.

В целом представленная методология прогнозирует концепцию нового направления в области взрывного разрушения при системах разработки полезных ископаемых с решением важнейших горнотехнических проблем в структуре горного производств.

Библиография

1. Вернадский В.И. Избранные труды по истории науки. — М.: Наука. — 1981. — 360 с.
2. Викторов С.Д., Гончаров С.А., Иофис М.А., Закалинский В.М. Механика сдвига и разрушения горных пород / Отв. ред. акад. К. Н. Трубецкой. — М.: ИПКОН РАН. — 2019. — 360 с.
3. Гальянов А. В. Развитие научных идей в горном деле. Геометрия недр / Монография. — Екатеринбург: Изд-во УГГУ. — 2013. — 315 с.
4. Горные науки. Освоение и сохранение недр Земли / под ред. К.Н. Трубецкого / РАН, АГН, РАЕН, МИА. — М.: изд-во Академии горных наук, 1997. — 478 с.
5. Захаров В.Н., Викторов С.Д., Закалинский В.М., Шиповский И.Е., Мингазов Р.Я., Поставнин Б.Н., Дугарцыренов А.В., Еременко А.А. Способ нейтрализации влияния аномалий массива на горные разработки. Патент на изобретение № 2783817 С1, 18.11. 2022.
6. Курленя М. В., Серяков В. М., Еременко А. А. Техногенные геомеханические поля напряжений. — Новосибирск: Наука. — 2005. — 264 с.
7. Трубецкой К.Н., Захаров В.Н., Викторов С.Д., Жариков И.Ф., Закалинский В.М. Взрывное разрушение массивов горных пород при освоении недр // Проблемы недропользования. — 2014. — № 3 (3). — С. 80–95.
8. Шиповский И.Е. Расчет хрупкого разрушения горной породы с использованием бессеточного метода // Науковий вісник НГУ – НГУ. — Дніпропетровськ. — 2014. — Вип. 1(145). — С. 76–82.

Эффективное применение и внедрение программного обеспечения *Micromine* с функциями 3D-моделирования на месторождениях Республики Узбекистан.

Каландаров И.И.* (Навоийский государственный горно-технологический университет Республики Узбекистан, sciencealgorithm@yandex.com). Бозоров Б.Н. (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат» Республики Узбекистан, BN.Bozorov@ngmk.uz)

Аннотация

Преимущества автоматизированных лабораторных комплексов заключаются в значительном увеличении их производительности в процессе проведения научно-исследовательских работ (в количестве и качестве проанализированных проб, обрабатываемых в единицу времени), снижении затрат на единицу выполненной работы (на одну пробу).

Повышении качества отбора и подготовки проб, а также в увеличении скорости обработки информации, повышении уровня техники безопасности работ и охраны труда персонала.

Ключевые слова

Мобильная связь, построение сетей, передача данных, компьютерная и сетевая инфраструктура, программная комплекс, геологоразведочные работы, производительность, снижение затрат, скорость обработки информации, техника безопасности.

Теория

В целях эффективного проведения геологоразведочных работ (ГРП), планирования и разработки и эксплуатации новых месторождений полезных ископаемых, а также дальнейшего развития действующих месторождений в НГМК разработано и внедрено программное обеспечение *Micromine* с функциями 3D-моделирования.

Эффективность использования программного обеспечения состоит в опережающей оценке риска при неподтверждении геологической информации, связанной с полнотой использования фактического материала по объектам, уточнению и корректировке подсчёта запасов, проведенной по традиционной методике. Для оценки выполняемых горных работ при проектировании, оптимизации и планировании, создания электронной базы геологоразведочных данных, картирования геологической структуры карьеров, прогнозирования деформации бортов карьеров, подсчета запасов, разработаны и внедрены горно-геологические информационные системы GEOVIA MineSched, Studio OP. Внедрение указанных программных продуктов, позволило специалистам в короткие сроки осуществить оперативный подсчет запасов по кодексу JORC по 12 месторождениям Республики Узбекистан.

В настоящее время на производственных участках гидromеталлургических заводов внедряются интеллектуальные системы на базе современной комплексной автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП), которая охватывает практически все технологические процессы. Данная система обеспечивает расширенное цифровое управление технологическими процессами на всех

этапах и предоставляет объективные данные для оперативного реагирования на происходящие изменения, устраняя аварии, простои, износы, ремонт и повышая эффективность [1].

С 2011 года на комбинате внедрена система диспетчеризации и мониторинга работы транспортных средств на основе системы спутникового мониторинга. В настоящее время число объектов мониторинга превышает 3 500 единиц техники, а количество рабочих мест по использованию системы более 150. Программно-аппаратный комплекс выдачи ГСМ посредством электронных идентификационных карт и автоматизации процесса раздачи топлива на передвижных топливозаправщиках позволяют эффективно организовать процесс выдачи топлива без участия операторов АЗС, усилить контроль над учетом и расходом ГСМ и предотвратить случаи хищения. В совокупности с организационно-техническими мероприятиями в 2020–2021 гг. система позволила сократить удельную норму расхода дизельного топлива на единицу перевозимой горной массы с 1,42 до 1,37 л/м³, что в объемном эквиваленте составило более 13 800 т дизельного топлива [2].

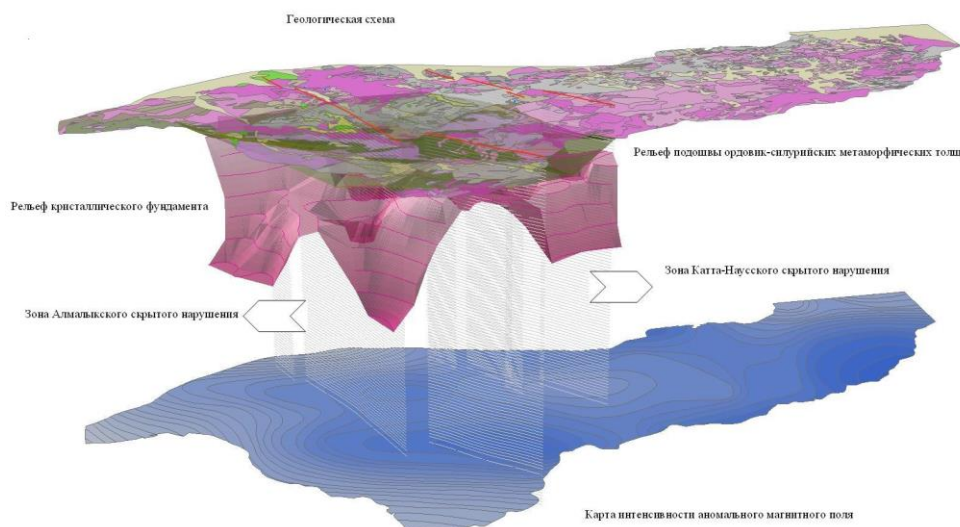


Рисунок 1. Комплексная геолого–геофизической модель изучаемого объекта в районе исследований.

Автоматизированная система управления (АСУ) промышленной безопасностью позволяет вести список опасных производственных объектов и журнал учёта аварий и инцидентов на опасных производственных объектах. Для автоматизации учета и контроля прохождения медицинских осмотров, проведения инструктажей по охране труда и технике безопасности, профзаболеваний и несчастных случаев внедрена АСУ охраны труда и техники безопасности. Информационная система прогнозирования последствий ЧС на опасных производственных объектах позволяет осуществить заблаговременное и экстренное прогнозирование масштабов поражения и последствий при авариях [3].

Внедрение автоматизированной системы по управлению финансово-хозяйственной деятельностью и бухгалтерского учета позволяет предоставлять оперативную и итоговую информацию руководству комбината и в государственные ведомства.

Информационная система «1С: Зарплата и управление персоналом 8» успешно внедрена в крупных подразделениях комбината. Данная система дает возможность в комплексе автоматизировать задачи, связанные с расчетом заработной платы, управлением персоналом и нормированием труда с учетом требований законодательства и специфики работы НГМК. В этой системе реализована единая справочная система и методология учета заработной платы.

Во всех подразделениях комбината склады работают в онлайн режиме. Благодаря автоматизации складов стало возможным просматривать текущие остатки товарно-материальных ценностей на складах в режиме реального времени, выявлять дефицитные позиции по ТМЦ, своевременно выявлять излишние запасы с целью определения возможности их реализации и предупреждать о наличии, автоматизировать процесс инвентаризации и расчета документально оформленных остатков, снизить издержки и трудозатраты при поиске и обработке документов и вести бухгалтерский учёт [4].

В настоящее время в рамках данного проекта, проведенного авторами исследования, в эксплуатацию введены быстродействующие управляемые сетевые коммутаторы (около 470 единиц) и межсетевые экраны (65 единиц). Линии связи на основе медных кабелей заменены на современные волоконно-оптические кабели, на объектах, где нет возможности проложить проводные линии связи, введены в эксплуатацию беспроводные системы передачи данных, что привело к увеличению скорости передачи данных. К примеру, до 2019 года на внешних сетях пропускная способность передачи данных составляла 2 мегабита в секунду, а сейчас в 2023 году - 100 мегабит в секунду.

Внутриплощадочная сеть выросла с 10 мегабит в секунду до 1 гигабита в секунду.

В 2023 году планируется реализовать целый ряд проектов по цифровой трансформации всех сфер деятельности НГМК. Совместно с консультантами международной компании McKinsey&Company определены приоритетные направления развития цифровых технологий. К примеру, планируется реализовать проект по созданию цифровых систем диспетчеризации всех производственных активов, внедрить систему предиктивного технического обслуживания и ремонта оборудования с целью эффективного программных продуктов и оптимизации работы гидromеталлургических заводов планируется внедрение система подсказчиков, основанных на технологиях искусственного интеллекта.

Выводы

Проведенный анализ и исследования позволили авторам статьи определить основные направления эффективного применения программного обеспечения Micromine с функциями 3-D моделирования на месторождениях Республики Узбекистан.

Библиография

1. Kalandarov I.I. "Algorithms for solving problems of managing a production unit with a discrete unit type of production" // International Engineering Journal For Research & Development 5.4. 2020. 8.
2. Vasilovich, Kabulov A., Kalandarov I.I., Karimov A.A. "Algorithmic and mathematical methods for solving the problem of calendar planning based on dynamic function in

- tables". // International Journal of Advanced Science and Technology 29.7 2020. Pp.9090-9097.
3. Kalandarov I.I., C. Bekbutaev S. "Algorithm for solving the optimal technological route tasks." // 2019.
 4. Кабулов А.В., Каландаров И.И. Описание архитектуры алгоритмической системы АТЛАС. // Инновационные геотехнологии при разработке рудных и нерудных месторождений. 2018. pp. 470-475.

Влияние процессов разупрочнения на процесс дезинтеграции горных пород при гидротранспортировании. Клочков Н.Н.* (МГРИ, klochkovnn@mgri.ru), Пятова Н.Е. (МГРИ, pyatovane@mgri.ru), Богачев М.Ю. (МГРИ, bogachevmy@mgri.ru)

Аннотация

В статье рассматривается влияние факторов разупрочнения горных пород на коэффициент дезинтеграции при гидротранспортировании.

Выявлены физико-механические свойства пород, которыми определяется дезинтеграция. Установлены зависимости коэффициента дезинтеграции от расстояния гидротранспортирования.

Ключевые слова

Разупрочнение, дезинтеграция, гидротранспортирование, физико-механические свойства пород.

Теория

Одним из основных факторов, влияющих на показатели дезинтеграции горных пород являются физико-механические свойства транспортируемых пород. Эти свойства определяются типом контактов между структурными элементами. Известно, что при преобладании прочных структурных связей, а именно фазовых и переходных контактах, деформируемость горных пород уменьшается, а прочностные свойства возрастают [5].

Физико-механические свойства горных пород определяются несколькими показателями: влажность, пористость, плотность, объемная масса, а также сопротивление одноосному сжатию, прочность на разрыв, угол внутреннего трения, сцепление. Из перечисленных показателей, как показали исследования по дезинтеграции автолитовых брекчий, наиболее соответствует характеристике связи физико-механических свойств и показателей дезинтеграции сопротивление одноосному сжатию.

Эффективность дезинтеграции оценивалась по показателю коэффициент дезинтеграции [3]:

$$\mathcal{E}_d = \frac{d_z^3}{d_k^3}$$

где d_z - средний размер минеральных зёрен до процесса дезинтеграции;

d_k - средний размер минеральных зерен после дезинтеграции.

Коэффициент дезинтеграции \mathcal{E}_d должен быть равен 1 в том случае, когда

$d_k = d_z$. то есть порода полностью продезинтегрирована и разделена на отдельные частицы.

Для того, чтобы выявить зависимость показателей дезинтеграции от физико-механических свойств различных литологических типов пород исследования проводились при постоянных значениях скорости, плотности гидросмеси и расстояния гидротранспортирования на гидрокольцевом стенде. Соотношение Т:Ж = 1:6, расстояние транспортирования 5 км, скорость транспортирования $V = 3,12$ м/с. По результатам полученных данных построены зависимости коэффициента дезинтеграции и выход класса -0,5 мм после гидротранспортирования от сопротивления одноосному сжатию пород рудного тела объекта Пионерский (см.рис.1).

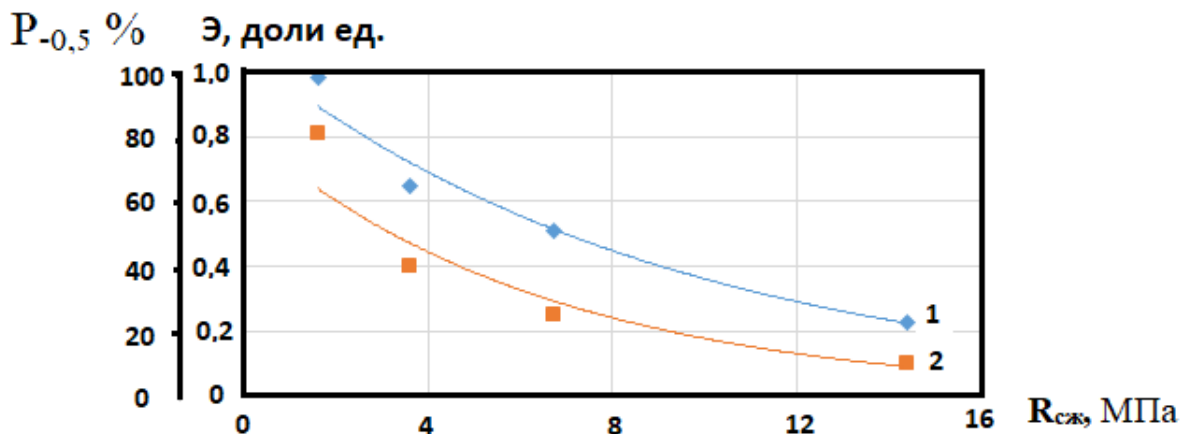


Рисунок 1. Зависимости коэффициента дезинтеграции \mathcal{E} и содержания класса $-0,5$ мм после гидротранспортирования $P_{-0,5}$ от сопротивления одноосному сжатию $R_{сж}$ пород рудного тела объекта Пионерский.

Анализ полученных зависимостей показывает, что породы месторождения различного литологического типа, обладающие различным минеральным составом, но одинаковыми показателями физико-механических свойств, имеют близкие по значению показатели дезинтеграции. При этом установлено, что воздействие факторов выветривания на автолитовые брекчии не приводит к нарушению сплошности образцов, а их прочностные свойства снижаются незначительно. Распад образцов начинается только при их увлажнении.

Таким образом процесс гидротранспортирования пород, при котором происходит истирание кусков породы о стенку трубопровода, разрушение при соударении кусков породы между собой, а также снижение прочностных характеристик породы в результате водонасыщения [4] приводит к увеличению коэффициента дезинтеграции (см.рис.2).

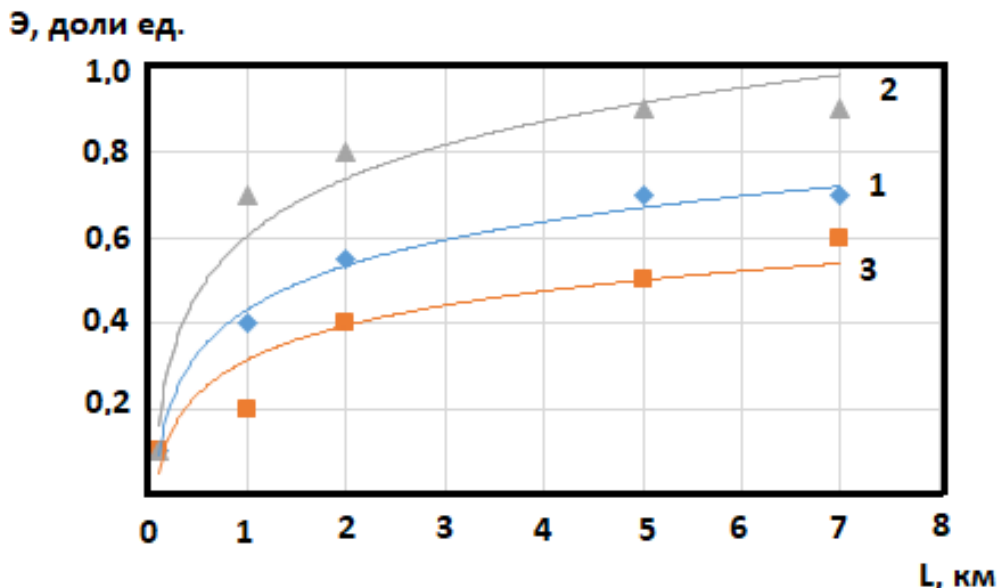


Рисунок 2. Зависимости коэффициента дезинтеграции \mathcal{E} от расстояния транспортирования L до и после выветривания пород рудного тела:

- 1 – свежедобытые породы;
- 2 – породы выветрелые в течение двух недель;
- 3 – породы выветрелые в течение двух лет.

Выветривание пород является эффективным методом повышения уровня дезинтеграции при совместном использовании с гидротранспортированием [2].

Наибольшая значимость применения гидротранспортирования пород рудного тела заключается в частичной их подготовке к обогащению за счет дезинтеграции. Процессы подобные мокрому рудному самоизмельчению происходят при транспортировании полидисперсных гидросмесей в турбулентном потоке по трубопроводам [1]. В результате дезинтеграции часть транспортируемых пород рудного тела переходит в класс $-0,5$ мм, которая при существующей схеме обогащения является шламами полезный компонент из нее не выделяется. Эта часть может быть отделена от общей массы пород перед обогащением, что снижает объемы обогащаемой в дальнейшем горной массы. Кроме того, при гидротранспортировании уменьшается средневзвешенный диаметр куска транспортируемой породы, что в дальнейшем приводит к снижению энергозатрат на их дробление и дезинтеграцию в обогатительном переделе.

Из представленных на рис.2 зависимостей видно, что наибольший эффект по дезинтеграции пород дает краткосрочное выветривание в течение двух недель. Коэффициент дезинтеграции в этом случае увеличивается на 15 – 20 процентов. В случае, когда добытые породы выветриваются длительное время, происходит их уплотнение и коэффициент дезинтеграции снижается даже по сравнению со свежедобытыми породами.

Выводы

На основании проведенных исследований можно рекомендовать по критерию максимума коэффициента дезинтеграции в качестве оптимальных режимов скорости транспортирования гидросмеси близкие к критическим и соотношение твердого к жидкому в гидросмеси 1:6 – 1:4. Наибольший эффект по дезинтеграции пород дает краткосрочное выветривание в течение двух недель. Коэффициент дезинтеграции в этом случае увеличивается на 15 – 20 процентов.

Библиография

1. Дробаденко В.П., Клочков Н.Н., Бунин Ж.В., Вильмис А.Л. Основные научные разработки кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства. Горный журнал, 2018, № 11.
2. Клочков Н.Н. Оценка разрушающей способности гидромониторных струй. В сборнике: Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ). Материалы Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, 2018.
3. Клочков Н.Н., Пятова Н.Е., Носова К.С. Оптимизация процесса гидравлического разрушения труднопромывистых пород гидромониторными струями. В книге: Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, 2019.
4. Смолдырев А.Е. Трубопроводный транспорт. -М.: Недра, 1980.
5. Троицкий В.В. Промывка и обесшламливание полезных ископаемых. М.: Недра, 1988.

Применение нейронных сетей с глубоким обучением для диагностики работоспособности горного и геологоразведочного оборудования. Крылков М.Ю.* (МГРИ, m.krylkov@mail.ru), Крылков Н.М. (ФГБУ «ВИМС», 777nikkrylkov@mail.ru), Шевырев Ю.В. (МИСИС, uvshev@yandex.ru)

Аннотация

В данной статье предлагается использовать искусственный интеллект и ЭВМ реального времени (ПЛК) для построения цифровых двойников горного и геологоразведочного оборудования. Излагается общая идея предсказательного технического обслуживания горного и геологоразведочного оборудования на примере трансформатора.

Ключевые слова

Цифровые двойники, мониторинг, трансформатор, нейронные сети, предикативная аналитика, MATLAB, ПЛК, машины реального времени, цифровые устройства.

Теория

Отказ горного и геологоразведочного оборудования ведет к тяжелым последствиям, восстановление его работоспособности требует длительного времени и значительных затрат. Предсказательное обслуживание – тренд, благодаря которому можно снизить эксплуатационные затраты, сократить простои и продлить жизненный цикл горного и геологоразведочного оборудования [4].

Силовой трансформатор является одним из главных элементов (звеньев) при подаче электроэнергии на объекты горного и геологоразведочного производства. Отказ трансформатора в трансформаторной подстанции приводит к тяжелым последствиям, и восстановление его работоспособности требует значительных затрат времени. Поэтому рассмотрим его для демонстрации возможности использования «искусственного интеллекта», а именно: для предсказания неисправностей трансформатора до их возникновения и прогнозирования остаточного срока работы его компонентов.

Чаще всего у трансформатора выходят из строя вводы, обмотки, РПН (устройство регулирования напряжения под нагрузкой), система охлаждения, ПБВ (переключатели регулировки для достижения требуемых характеристик токопотребляющего оборудования) и устройства газовой защиты.

Создадим в MatLab/Simulink аналог-модель трансформатора (в общем случае аналог-модель конкретного технического изделия, горной машины или механизма, моделирующий его внутренние процессы, технические характеристики и поведение реального объекта). Модель представлена на рис.1 [2]. В среднем на производстве трансформатор эксплуатируется 25-30 лет. За это время требуется оптимально расходовать время и деньги на его обслуживание. Для этого нужно создать умную систему мониторинга и диагностики, которая будет выявлять всевозможные дефекты в работе трансформатора. Эта система должна дополнить традиционную систему, которая не всегда способна правильно оценить состояние трансформатора, его остаточное время штатной работоспособности.

Для этого необходимо собрать данные для обучения ЭВМ (контроллера ПЛК), то есть установить датчики в трансформаторной подстанции. Другой вариант получения обучающих данных – это создать цифровой двойник трансформатора (ЦДТ).

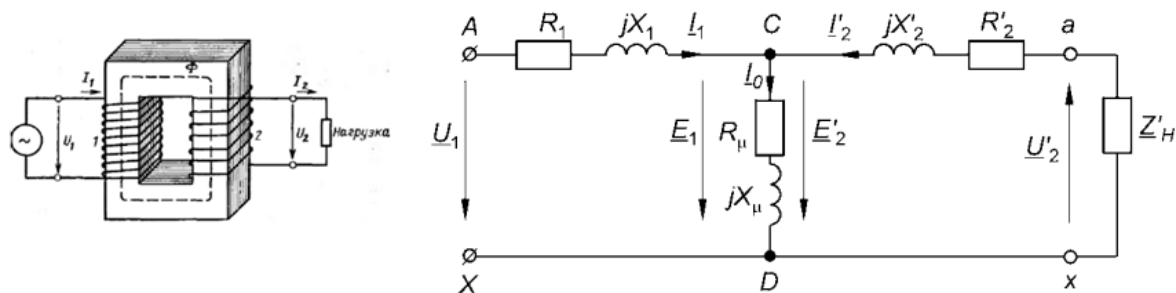


Рисунок 1. Схема замещения трансформатора [1]

С помощью ЦДТ можно смоделировать критические неисправности и на их основе собрать обучающую выборку.

Согласно ГОСТ Р 57700.37-2021 ЦД – это система, состоящая из цифровой модели изделия и двусторонних информационных связей с изделием и (или) его составными частями (рис.2).

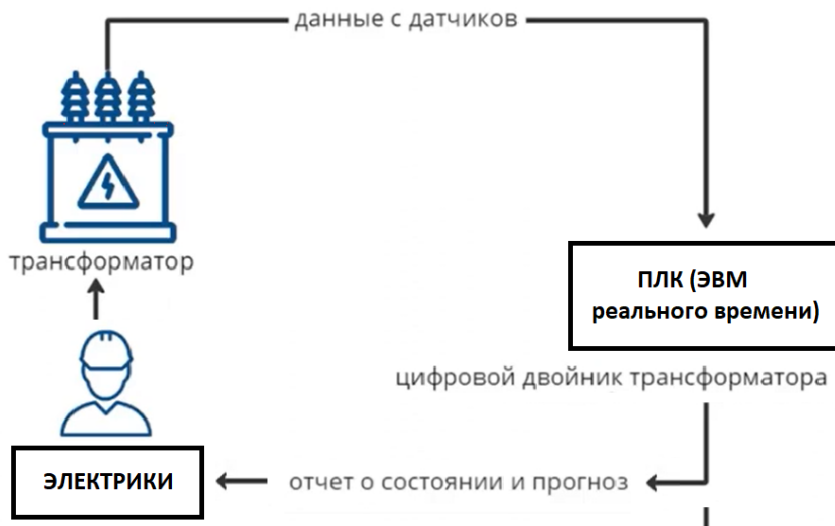


Рисунок 2. Схема сбора данных с трансформатора

Сбор данных о работе трансформатора осуществляется с датчиков реального устройства, поступающих на ПЛК, работающего параллельно (так называемые, большие данные (big data) в индустрии 4.0 [3]). Большие данные необходимы, чтобы проанализировать все значимые факторы и принять правильное решение. С помощью Big Data построим модель-симуляцию, чтобы оценить состояние (работоспособность оборудования), чтобы принять то или иное решение о его техническом обслуживании. Для задания на него входных воздействий используется информация с датчиков реального устройства, работающего параллельно. В качестве трансформатора можно использовать меньшие аналоги, или резервные.

Информация, поступающая с реальных датчиков, сравнивается с показаниями виртуальных датчиков цифрового двойника, что позволяет выявлять аномалии или устанавливать предаварийное состояние. Сравняя информацию с реального трансформатора и виртуального, мы можем говорить о точности построенной модели. Прогнозная или предикативная аналитика (predictive analytics)— позволяет спрогнозировать наиболее вероятное развитие событий на основе этих данных.

Точнее мы используем Data Science, а не Big Data, главное отличие в них – это целеустремленность Data Science – найти в данных что-то ценное, чтобы использовать

это для конкретных задач обслуживания оборудования. Для получения таких данных будем использовать методы активной идентификации, например для трансформатора проводить безвредные опыты «холостого хода», «режима короткого замыкания» и т.д.

Эти и другие опыты помогут собрать данные для выяснения причин возможного возникновения отказов, развития предаварийных ситуаций, и, в конечном счете, спрогнозировать правильную эксплуатацию оборудования.

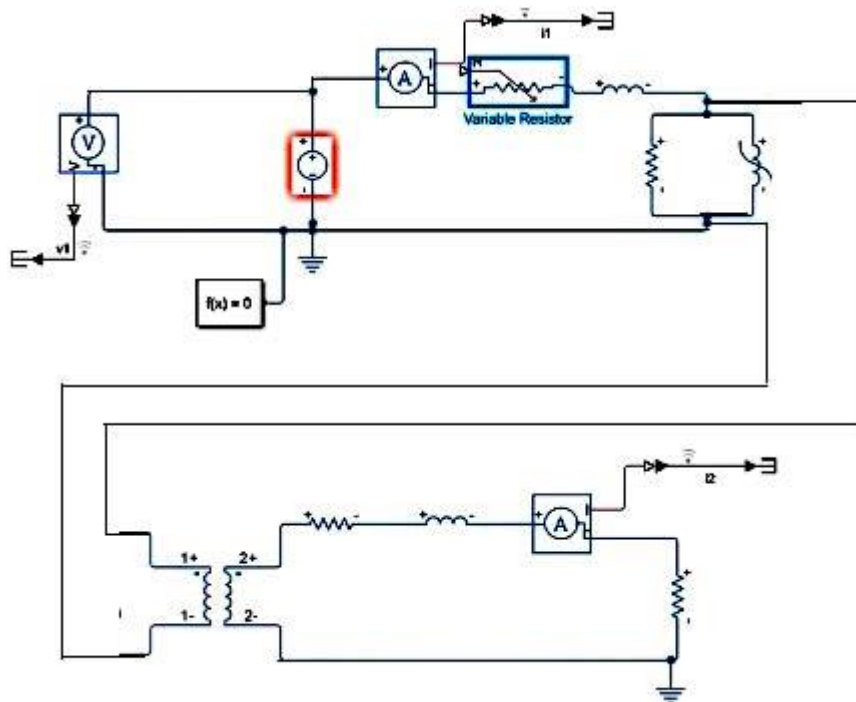


Рисунок 3. Виртуальная модель трансформатора в MatLab/Simulink

Для моделирования и получения Big Data (Data Science) создадим модель трансформатора в MatLab/Simulink (рис.3). Для опыта короткого замыкания просто установим сопротивление нагрузки равным 0,01 Ом. Для моделирования межвитковых замыканий в модели разбиваем вторичную обмотку на части и меняем в каждой из них сопротивления и напряжения так, чтобы они соответствовали реальному состоянию эксплуатируемого трансформатора.

Таким образом, у нас два трансформатора: один реальный, другой виртуальный. Оба они работают параллельно. Сравнивая информацию с реального трансформатора с информацией с виртуального трансформатора, можно говорить о точности построения компьютерной модели.

После проверки соответствия модели реальному трансформатору, эту модель используем и для генерации данных при разных аномалиях с целью дальнейшего машинного обучения, построения качественной нейронной сети.

Полученный таким образом ЦД позволяет провести активную идентификацию предаварийных ситуаций, различных отклонений в работе трансформатора (старение изоляции, перенапряжения, заводские и эксплуатационные дефекты). Позволит сделать прогноз остаточного ресурса реального трансформатора, устанавливать причины отклонений от его нормального режима работы.

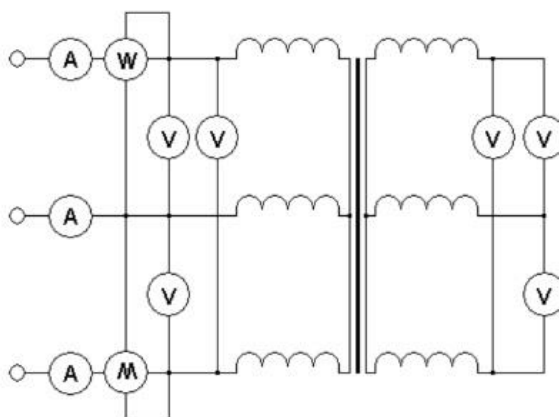


Рисунок 4. Схема опытов холостого хода трехфазного трансформатора

Итак, показана возможность использования качественного ЦД для обучения системы распознавания путем моделирования различных ситуаций с последующей генерацией данных. Генерировать обучающую выборку с помощью ЦД значительно проще, чем собирать данные в производственных условиях эксплуатации трансформатора (или другого горного и геологоразведочного оборудования).

Выводы

Использование инструментов Big Data (Data Science) помогает повысить прозрачность промышленных процессов и внедрять «предиктивное производство», позволяющее более точно прогнозировать необходимость технического обслуживания горного и геологоразведочного оборудования, машин или механизмов, соответственно, более правильно планировать его эксплуатацию и ремонты.

Большие данные (Big Data/Data Science) — хороший инструмент для создания умных машин и механизмов в условиях «индустрии 4.0» и позволяют экономить средства при правильной эксплуатации горного и геологоразведочного оборудования.

Библиография

1. Башкуров А.Ю., Крылков М.Ю. Элементы теории автоматического управления. Часть I. МГРИ. Москва. 2022.
2. И. И. Иванов, Г. И. Соловьев, В. Я. Фролов. И.И. Электротехника и основы электроники. Санкт-Петербург.Издательство: Лань. 2021.
3. Крылков М.Ю. , Оливетский И.Н. Цифровая трансформация в управлении приводами геологоразведочной и горной техники. Изв. ВУЗов. Геология и разведка 2020г.№6.
4. Шаошань Лю, Лиюнь Ли, Цзе Тан, Шуаш Ву, Жан-Люк Годье. Разработка беспилотных транспортных средств/науч. ред. В.С. Яценков; пер. с англ. П. М. Бомбаковой. - М.: ДМК Пресс, 2022.

Режимные параметры измельчения минерального сырья с учетом демпфирования амплитуды ударного импульса. Адамова Л.С.* (ИПКОН РАН, adamovamila16@yandex.ru), Дмитрак Ю.В. (ИПКОН РАН, dmitrak@yandex.ru), Атрушкевич В.А. (ИПКОН РАН, iugi@mail.ru)

Аннотация

В работе рассматриваются результаты теоретических исследований, описывающих процесс взаимодействия мелющих тел с горными породами в мельницах для тонкого измельчения, а также научный подход изучения демпфирующих свойств горных пород.

Ключевые слова

Мельница, камера, ударный импульс, коэффициент демпфирования, диссипация энергии.

Теория

Изучение физических процессов, происходящих при тонком измельчении горных пород, неразрывно связано с определением демпфирующих свойств материалов, подвергающихся разрушению. В работах [6-8] показано, что механизм воздействия мелющих тел на измельчаемый материал зависит от типа мельницы и её режимных параметров.

На рисунке 1 показаны зависимости амплитуды ударного импульса от времени при измельчении гранитного сырья в барабанной мельнице. Динамический портрет системы характеризуется мощными (с амплитудой порядка 400 g) и продолжительными (длительность импульса составляет порядка 0,14 секунды) ударными импульсами при угловой скорости вращения помольной камеры 8 с^{-1} . Как известно, гранит относится к категории прочных горных пород и не обладает вязкими свойствами, что свидетельствует о слабом проявлении данным видом горной породы демпфирующих свойств [5]. При измельчении в барабанной мельнице крепких и очень крепких горных пород, имеет место сильный удар (с большой амплитудой и длительностью ударного импульса) и со слабым его демпфированием при распространении в горной породе.

На рисунке 2 показаны зависимости амплитуды ударного импульса от времени при измельчении карбонатных пород в барабанной мельнице. карбонатные породы менее прочные, чем группа гранитов и базальтов, они также не обладают вязкими свойствами, что свидетельствует о слабом проявлении карбонатных пород демпфирующих свойств. Однако по сравнению с гранитами проявление демпфирующих свойств карбонатными породами при прочих равных условиях проявляется сильнее. Это выражается прежде всего в более быстром затухании ударного импульса.

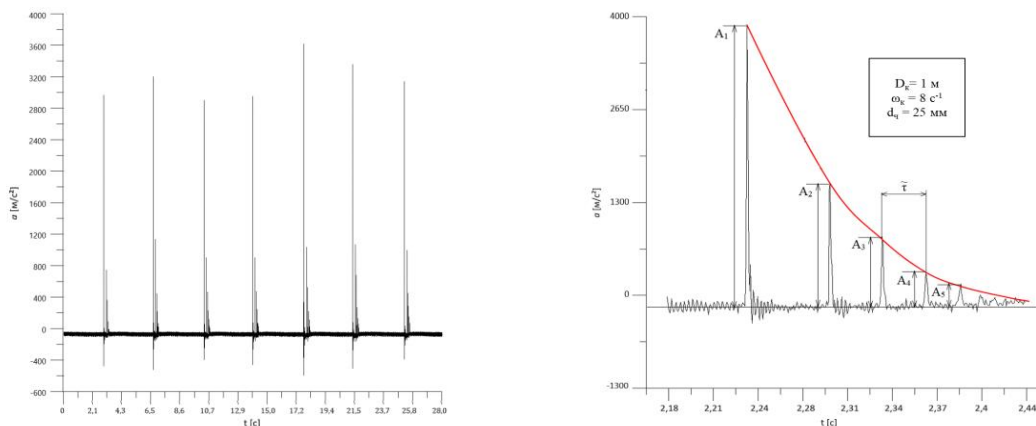


Рисунок 1. Зависимости амплитуды ударного импульса от времени при измельчении гранитного сырья в барабанной мельнице: а) – запись процесса в целом; б) – характерный импульс в увеличенном масштабе.

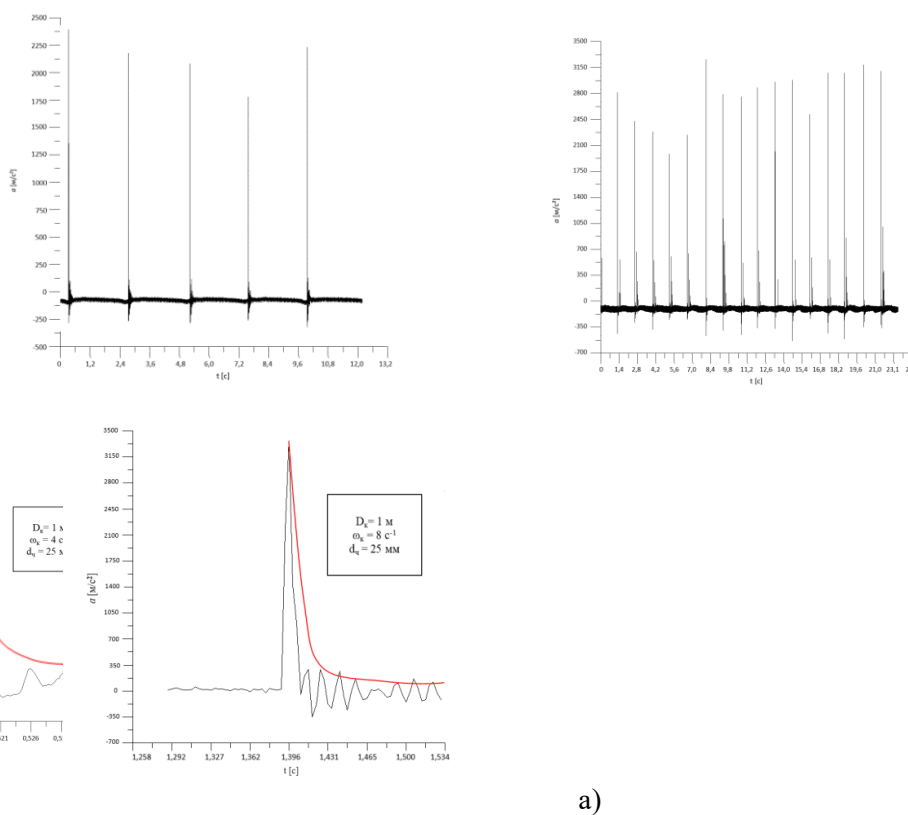


Рисунок 2. Зависимости амплитуды ударного импульса от времени при измельчении карбонатных пород в барабанной мельнице: а) – $\omega_k = 4 \text{ с}^{-1}$; б) – $\omega_k = 8 \text{ с}^{-1}$.

При увеличении вдвое угловой скорости вращения помольной камеры до 8 с^{-1} (рис. 2б) возрастает число соударений шаров в единицу времени. При этом число соударений мелющих тел возрастает приблизительно в 4 раза по сравнению с процессом, изображённым на рисунке 2а. Амплитуда ударного импульса также возрастает, но меньше, чем в 2 раза, а длительность ударного импульса остаётся приблизительно такой же. На основании сравнения этих рисунков можно сделать несколько выводов.

1. При измельчении карбонатных (очень крепких) горных пород увеличение вдвое угловой скорости вращения помольной камеры приводит к увеличению амплитуды ударного импульса примерно в 1,5 раза.

2. Длительности распространения ударной волны в обоих случаях приблизительно равны.

3. Частота соударений мелющих тел значительно возрастает. Это свидетельствует о резком возрастании энергоёмкости процесса измельчения.

Амплитуда и длительность ударного импульса обуславливают площадь под кривой, описывающей его форму [2, 3]. Данная площадь пропорциональна энергии ударного импульса [1]. Поэтому при измельчении в барабанной мельнице в высшей степени крепких пород также, как и в случае измельчения крепких и очень крепких, имеет место сильный удар (с большой амплитудой и длительностью ударного импульса) и со слабым его демпфированием при распространении в горной породе.

На рисунке 3 показаны зависимости амплитуды ударного импульса от времени при измельчении мягких пород (гипса) в барабанной мельнице. Обращает на себя внимание практически мгновенное демпфирование ударного импульса. Длительность таких импульсов не превышает 0,1 секунды, а амплитуда значительно меньше (порядка 200 г) по сравнению со случаем измельчения крепких и очень крепких пород. Кроме того, в большой степени начинает проявляться эффект налипания материала на мелющие тела. площадь под кривой формы импульса пропорциональна энергии удара, а в совокупности и энергии, затрачиваемой мельницей на измельчение материала [1]. При измельчении мягких пород в барабанной мельнице практически половина подведённой энергии тратится на преодоление демпфирующих свойств материала, а мелкие, частые импульсы, на которые затрачивается половина всей энергии, не способны измельчать материал до нужного размера.

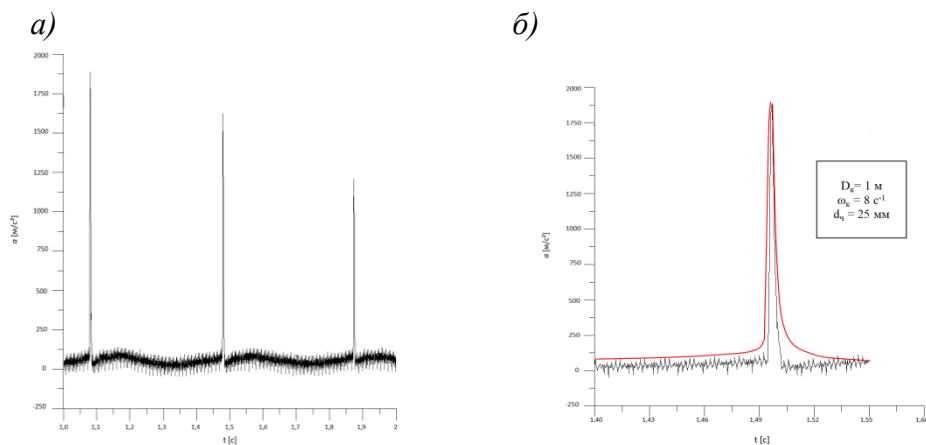


Рисунок 3. Зависимость амплитуды ударного импульса от времени при измельчении мягких пород (гипса) в барабанной мельнице.

В работе [4] показана зависимость между основными параметрами барабанной мельницы. Представлены зависимости длительности ударного импульса от среднего диаметра частиц измельчаемого материала. Анализ данных зависимостей позволяет сделать вывод о том, что длительность ударного импульса находится в параболической зависимости от величины среднего диаметра частиц измельчаемого материала, причём, чем прочнее материал, тем меньше он проявляет демпфирующие свойства, и тем длительнее происходит воздействие ударного импульса с измельчаемым материалом.

Также рассмотрены зависимости коэффициента демпфирования от декремента затухания амплитуды ударного импульса. Анализ данных зависимостей позволяет

сделать вывод о том, что коэффициент демпфирования ударного импульса практически линейно возрастает с увеличением декремента затухания амплитуды ударного импульса или, что-то же самое, с увеличением проявления измельчаемым материалом своих демпфирующих свойств. Прочность горных пород непосредственно влияет на величину коэффициента демпфирования: чем меньше прочность породы и чем больше у неё вязкость, тем сильнее растёт значение коэффициента демпфирования при увеличении декремента затухания амплитуды ударного импульса.

Практическое значение имеют зависимости коэффициента демпфирования ударного импульса от среднего диаметра частиц измельчаемого материала. Коэффициент демпфирования ударного импульса находится в квадратичной зависимости от величины среднего диаметра частиц измельчаемого материала. Делая выводы из работы, можно сказать, что в барабанных мельницах нецелесообразно измельчать породы с величиной среднего диаметра частиц измельчаемого материала более 3 мм.

Выводы

На основании классической теории затухающих колебаний системы научно обоснован принцип определения коэффициента демпфирования ударного импульса, распространяющегося от мелющего тела вглубь мелющей загрузки барабанной мельницы.

Библиография

1. Бабаков И.М. Теория колебаний. М., Наука, 1968, 560с.
2. Вибрация, удар и контроль технического состояния. Термины и определения. ГОСТ Р ИСО 2041–2012, актуализирован 01.01.2021. М.: Стандартиформ, 2019.
3. Грабилин А.О., Зубренков Б.И., Пустобаев М.В., Судомоев А.Д., Шматков А.В. К вопросу оценки нагрузок на аппаратуру космических аппаратов при воздействии кратковременных ударных импульсов. -М: Вопросы электромеханики, т. 142. 2014, с. 47–52.
4. Дмитрак Ю. В., Атрушкевич В. А., Адамова Л. С. Определение коэффициента демпфирования ударного импульса при измельчении горных пород // Устойчивое развитие горных территорий. 2022. Т. 14, № 4. С. 702–710. DOI: 10.21177/1998-4502-2022-14-4-702-710.
5. Ревнивцев В.И., Гапонов Г. В., Зарогацкий Л.П. и др. Селективное разрушение минералов. М., Недра, 1988, 286с
6. Dmitrak Y.V. Combination of fine mills rock crushing // Proceedings of the Tula States University – Sciences of Earth 2, 2021, P.179-190.
7. Dmitrak Y.V. To the concept of energy capacity of grinding solid materials in mills // Proceedings of the Tula States University – Sciences of Earth 1, 2021, P.138-147
8. Klykov Y.G., Dmitrak Y.V., Baimatov K.K., Klykova V.B. Milling of the copper-pyritic core enrichment product in the mill DR-500 // Sustainable Development of Mountain Territories, 2019, 11(1), P. 79–84. SJR 0.468

***Удаление минеральных поверхностных загрязнений с ювелирного кристаллосырья турмалина Малханского месторождения методами химического травления.
Ахметшин Э. А. (PXTU им. Д. И. Менделеева, 4966945@mail.ru), Борисова Е. С.*
(PXTU им. Д. И. Менделеева, eks.borisova@yandex.ru)***

Аннотация

Добываемое ювелирное сырье и декоративные друзы турмалина, как правило, покрыты плотными минеральными загрязнениями в виде корочек, присыпок, «щеток» и т. д., которые не позволяют просматривать внутренний объем кристаллосырья, что усложняет его дальнейшую сортировку и обработку, и снижают декоративность коллекционных образцов. Основные методы удаления поверхностных загрязнений представляют собой механическую очистку, которая может приводить к "травмированию" и потере качества отдельных кристаллов. Поэтому существует необходимость разработки новых кристаллосберегающих технологий извлечения и обработки добываемого сырья.

Известные методы очистки кристаллов с помощью химических реагентов, избирательно воздействующих на минеральную ассоциацию, применимы для небольшого набора минералов, и в случае извлечения турмалина Малханского месторождения отработанной технологии на данный момент не существует. В экспериментах, проделанных авторами работы, было показано, что минеральные «рубашки» на турмалине могут быть удалены комбинированными травителями на основе HF (конц. 35%, ХЧ) и H₂SO₄ (конц. 92%, ХЧ) в соотношении 1:1 при 22°C, время воздействия в пределах 100 часов. Обработка травителем турмалина с загрязняющей его минеральной ассоциацией позволяет полностью удалить все поверхностные загрязнения и получить хорошо просматриваемые ювелирные кристаллы с глянцевой поверхностью и высокодекоративные друзы. Также для очистки кристаллов возможно использование травителей на основе HF в смеси с другими минеральными кислотами.

Ключевые слова

Ювелирный турмалин, декоративные друзы, Малханское месторождение турмалина, химическое травление, селективное воздействие.

Теория

Применение устаревших способов извлечения кристаллосырья является одной из причин снижения экономической эффективности эксплуатации камнесамоцветных месторождений. Это связано с тем, что стандартные методы обогащения не могут удовлетворять высоким требованиям, предъявляемым при извлечении ювелирного сырья, так как используемые методы механической обработки в большинстве своем сопряжены с образованием пороков в кристаллах. Поэтому некоторые полезные ископаемые попадают в разряд забалансовых и дальнейшая их разработка требует применение новых технологических решений.

В России на сегодняшний день единственным промышленным источником цветного ювелирного и коллекционного турмалина является Малханское пегматитовое поле, расположенное в Красночикойском районе Читинской области. В результате добычных работ получаемое ювелирное кристаллосырье и коллекционные друзы

турмалина часто имеют на поверхности плотные загрязнения, образованные минеральными ассоциатами, и поэтому нуждаются в дальнейшей обработке с целью улучшения условий сортировки ювелирного сырья и повышения декоративных свойств коллекционных образцов.

В случае турмалина Малханского месторождения удаление плотных минеральных загрязнений с поверхности кристаллов осуществляется механическими методами с использованием ручных инструментов. Эти методы приводят к образованию механических дефектов, таких как сколы, трещины и микротрещины, которые существенно снижают сортность очищаемого кристалла. При этом используемые способы обработки являются время- и энергозатратными, что влечет за собой существенные экономические потери. Альтернативным способом очистки минеральных загрязнений может быть селективное травление химическими реагентами паразитной ассоциации на турмалине, образующей различного рода плотные минеральные загрязнения, при котором травитель их эффективно растворяет, в то же время не взаимодействуя с турмалином.

Различные способы химической очистки кристаллосырья и минеральных друз известны давно, однако ограничиваются лишь отдельными их видами, так как для каждой минеральной ассоциации необходимо специально подобрать травитель и соответствующие условия [3]. Применение методов, основанных на различной устойчивости и скорости взаимодействия минералов со специально подобранными травителями, уже рассматривалось в качестве способов нетравматичного обогащения кристаллосырья демантоида, берилла и изумруда, где доказали свою эффективность и перспективность дальнейшей работы [1, 2, 5]

В эксперименте было задействовано более 10 образцов штуфных проб цветного турмалина Малханского месторождения массой от 14 до 85 гр. Исследование минерального состава проб проводилось стереологическим методом, и определение минералов завершалось рентгенофазовым анализом. На их основании во всех минеральных агрегатах были отмечены турмалин и его ассоциация с такими минералами, как альбит, кварц и слюды (лепидолит). Визуально штуфы представляли собой отдельные кристаллы и друзы, состоящие из сростков турмалина, альбита и кварца, последние два минерала образовывали плотные корки и рубашки, мешающие полноценному просмотру кристаллосырья и значительно ухудшающие его внешний вид.

Удаление поверхностных загрязнений проводилось специально подобранным комбинированным травителем, состоящим из HF (конц. 35%, ХЧ) и H₂SO₄ (конц. 92%, ХЧ) в соотношении 1:1. Плавиковая кислота была выбрана в качестве единственного химического реагента, удаляющего загрязнения из кварца, а серная кислота – катализатора и соединения, образующего растворимые соли и проявляющего себя как активный травитель при совместном действии с сильными минеральными кислотами.

Для проведения эксперимента предварительно изучался внешний вид отобранных штуфов. Пробы взвешивались и помещались в травитель на контрольные промежутки времени (24, 48, 72 и 96 часов), после которых стереологически оценивались изменения и вновь измерялась масса образцов. Травление проводилось при температуре 22°C.

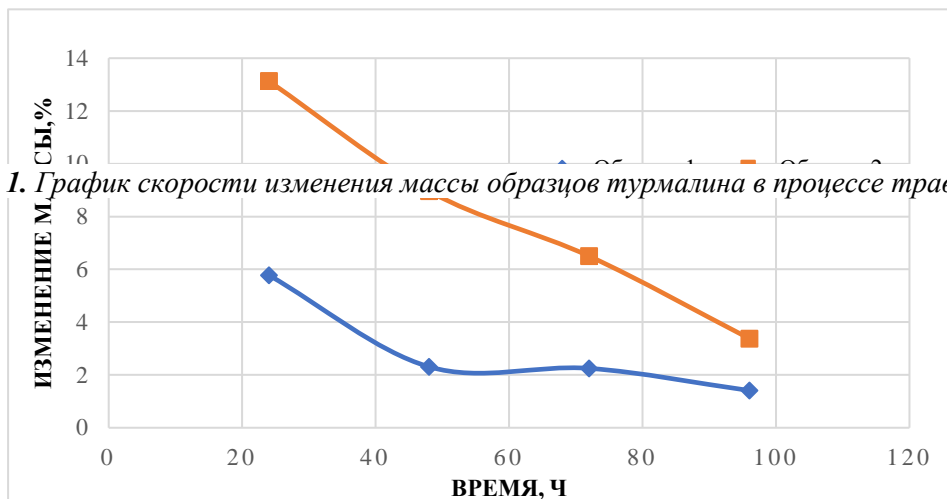
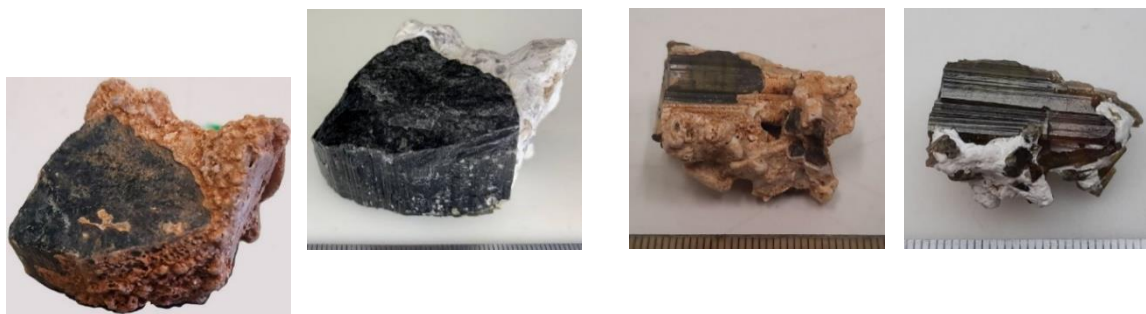


Рисунок 1. График скорости изменения массы образцов турмалина в процессе травления

При анализе изменений массы образцов турмалина от времени их обработки смесью кислот была отмечена зависимость: с увеличением времени травления скорость процесса снижается (рис.1.). Причиной этого могут быть уменьшение площади реакционной поверхности в результате растворения части минеральных загрязнений и снижение концентрации кислот за счет протекания химических реакций и накопления продуктов реакций в объеме раствора. Влияние размеров области, подвергающейся воздействию химических реагентов, на процесс травления хорошо демонстрируется на примере образца 1, для которого скорость растворения паразитных ассоциатов упала более чем в 2,5 раза после удаления тонких минеральных корочек за первые сутки проведения эксперимента.



а)

б)

Рисунок 2. Примеры штучных проб турмалина Малханского месторождения до и после удаления поверхностных загрязнений.

а) образец 1: исходная степень обнажения кристалла турмалина 45%, после травления – 85%
б) образец 2: исходная степень обнажения кристалла турмалина 30%, после травления – 80%

В результате обработки штучных проб турмалина смесью концентрированных HF и H₂SO₄ в течение 96 часов можно наблюдать обнажение кристаллов турмалина на 40%–50% без образования каких-либо дефектов, ухудшающих их внешний вид (рис.2.).

Средняя скорость растворения паразитных загрязнений для образца 1 с исходной массой 85,45 г. составила 2,5 %/сутки, для образца 2 с исходной массой 14,01 г. – 7 %/сутки, что объясняется разницей в площади, подвергающейся воздействию химических реагентов. При этом возможно продолжение обработки образцов компонентами раствора до полной очистки турмалина, а также применение других кислот со схожими с серной кислотой свойствами при комбинации с HF.

Выводы

Существующие методы обогащения полезных ископаемых в большинстве своем не могут обеспечить целостность извлекаемого ювелирного кристаллосырья, что влияет на экономический аспект эксплуатации месторождений.

Применение избирательного химического травления для очищения штучных проб турмалина позволило увеличить площадь открытия кристаллов на 40–50% за 96 часов травления смесью HF (конц. 35%, ХЧ) и H₂SO₄ (конц. 92%, ХЧ) в соотношении 1:1 при 22° со скоростью растворения минеральных загрязнений 2,5–7 %/сутки, в зависимости от площади травления.

Инновационная технология, основанная на химическом удалении паразитных минеральных образований с поверхности кристаллосырья при отсутствии воздействия на извлекаемое сырье, где избирательность действия химических реагентов обусловлена различной химической устойчивостью целевого продукта и его минеральных ассоциатов [4], позволяет нетравматично очищать как друзовый материал, так и отдельные ювелирные кристаллы турмалина без ухудшения их внешнего вида.

Применение предлагаемого способа очистки существенно сокращает экономические затраты и увеличивает качество извлекаемого кристаллосырья за счет исключения механического воздействия, в большинстве случаев повреждающего кристаллосырье.

Библиография

1. Ахметшин Э. А., Пузырёва Ю. Н. Способ травления сырья ювелирного берилла методом избирательного химического травления [Текст]: пат. 2661134С1 Рос. Федерация: МПК С22В35/00 / заявл. 29.11.17; опубл. 11.07.18.
2. Ахметшин Э. А., Шагалова Ю. С. Способ нетравматичного извлечения сырья ювелирного демантоида методом избирательного химического травления [Текст]: пат. 2783746С1 Рос. Федерация/ заявл. 12.09.21; опубл. 16.11.22.
3. Киевленко Е.Я., Чупров В. И., Драмшева Е. Е. – Декоративные коллекционные минералы. – М.: Недра, 1987. 223 с., ил.
4. Черняк А.С. Химическое обогащение руд. – М.: Недра, 1987. – 224 с
5. Шагалова Ю. С., Ахметшин Э.А., Ахметзянов И.Р. Применение метода избирательного химического травления для нетравматичного извлечения кристаллосырья ювелирного берилла Малышевского месторождения // X Международная научная конференция молодых ученых «Молодые – Наукам о Земле» - 2022.

Перспектива использования гидротранспортных загрузочных аппаратов с вихревым пульпоприготовлением в морских условиях. Митрушина А. С. (ПАО "Юнипро", mitrushina-98@mail.ru), Некоз К. С. (МГРИ, nosovaks@mgru.ru)

Аннотация

В работе рассматриваются основные условия разработки морских месторождений, а также различных устройств, позволяющих вести добычу в данных условиях. Проведен анализ загрузочных аппаратов и сравнение с грунто- и другими насосами, показавший высокую их производительность относительно последних.

Ключевые слова

Загрузочный аппарат вихревого пульпоприготовления, питатель, гидротранспорт, морские условия.

Теория

Морская разработка месторождений полезных ископаемых в настоящее время является актуальной задачей. Это связано в основном с тем, что истощается минерально-сырьевая база континентальных месторождений [1].

При этом необходимо отметить, что ведение морских работ характеризуется своей спецификой: сложное гидродинамическое воздействие морских течений, волнений; влияние ветровых явлений, невозможность визуального наблюдения при эксплуатации аппаратуры и оборудования; функции горно-разведочного и обогатительного предприятия выполняет корабль или несколько судов (плавсредств); отрабатываемые месторождения нередко частично восстанавливают свои запасы.

Важное значение в жизни моря также имеет непрерывное перемешивание вод (турбулентное и конвективное), циркуляция вод, связанная с приливо-отливными явлениями, волнениями и морскими течениями. Особенно большую геологическую роль играет разрушающая и намывающая деятельность волн, морские течения, а также подводные турбулентные мутьевые потоки [3].

Наиболее эффективным способом разработки морских месторождений является гидромеханизация, которая также широко применяется при разработке вскрышных пород, рудных и строительных материалов, золотоносных и алмазоносных песков, формировании котлованов, каналов и углублении рек, возведении плотин, дамб, гидроотвалов и других намывных сооружений [2].

Исходя из условий применения (в подземных выработках, в море или же на поверхности) оборудование для гидротранспорта имеет ряд конструктивных отличий, а также несколько различается по параметрам.

В зависимости от условий и глубины разработки возможно применение следующих устройств (рис. 1).

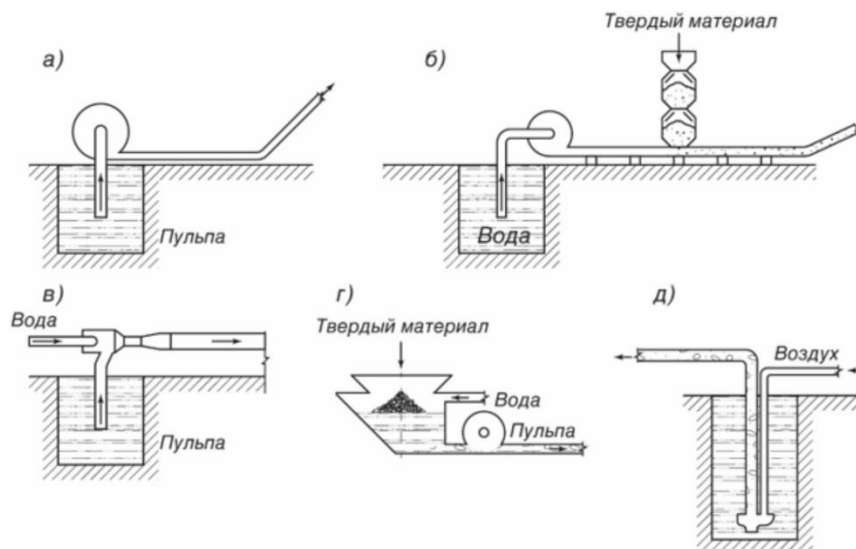


Рисунок 1. Принципиальные схемы гидротранспортных средств: а – гидротранспорт с помощью центробежного насоса; б – гидротранспорт с загрузочным устройством; в – гидротранспортное устройство с гидроэлеватором; г – гидротранспортное устройство со смесительным бункером; д – гидротранспортная установка с эрлифтом.

Выделяют оборудование центробежного типа, к которому относят землесосы, грунтовые насосы, углесосы [2]. В основе принципа действия машин центробежного типа заложена передача энергии гидросмеси для подъема (перемещения) ее на некую высоту, а также преодоления гидравлических сопротивлений в трубопроводах. Чаще всего применяются одноступенчатые насосы, производящие всасывание гидросмеси. Через всасывающий патрубок в результате создания вакуума гидросмесь попадает на лопатки быстровращающегося рабочего колеса, приобретает значительную скорость и под динамическим напором нагнетается в присоединенный к корпусу транспортный трубопровод.

В связи с абразивностью гидросмесей и наличием в них твердых частиц (различных по крупности) конструктивное исполнение таких насосов имеет свои особенности в форме и размерах проточных каналов по сравнению с центробежными насосами для воды. Например, проходное отверстие у них больше и определяется максимальным размером кусков в гидросмеси. Рабочее колесо состоит из 2-5 лопаток и имеет большую ширину, что обеспечивает пропуск крупных кусков породы. Поэтому коэффициент полезного действия насосов для гидросмеси невысокий, примерно на 10-20% ниже по сравнению с насосами для воды [2].

К основным недостаткам грунтонасосов можно причислить незначительные концентрации перекачиваемой гидросмеси и невысокие развиваемые ими напоры, что снижает эффективность и дальность гидротранспорта, особенно в условиях их удаления от берега.

Поршневые и плунжерные насосы рассчитаны на большие напоры и неравномерную подачу гидросмеси. Их производительность сравнительно мала.

В поршневом насосе гидросмесь выталкивается поршнем в напорный трубопровод через напорный клапан при рабочем ходе и всасывается при обратном ходе через всасывающий клапан в цилиндр насоса.

Поршневые и плунжерные насосы развивают самые большие напоры (свыше 2000 м вод. ст.) из всех известных средств для транспортирования гидросмеси.

Гидроэлеватор – самое простое устройство для осуществления напорного гидротранспорта [6]. Он является самовсасывающим насосом, не требует предварительной заливки и может перекачивать не только гидросмесь, но и непосредственно подаваемый в приёмную камеру сухой твердый материал. Гидроэлеватор прост в изготовлении и меньше изнашивается, чем центробежный насос для гидросмеси.

Однако коэффициент полезного действия его составляет всего лишь 0,2-0,3 и работает он с большими расходами воды и низкими напорами.

В настоящее время применяются эрлифты для подземной и подводной добычи полезных ископаемых со дна морей и океанов. Принцип действия заключается в следующем: сжатый воздух компрессором подается как можно глубже в затопленную часть подъемной (всасывающей) трубы, при перемешивании воздуха с пульпой в подъемной трубе образуется трехфазная смесь меньшего удельного веса, чем окружающая трубу вода. В результате этого вода постоянно вытесняет из трубы трехфазную смесь, которая поступает в приемную емкость [7].

Конструкция эрлифтов отличается простотой и отсутствием движущихся частей, сравнительно небольшим коэффициентом полезного действия, достигающим не более 30-40%.

Анализ различных средств гидромеханизации выявил множество положительных моментов, но наряду с ним и ряд недостатков, ограничивающих их использование в морских условиях. Поэтому предложен альтернативный способ транспортирования – гидротранспортирование с использованием загрузочных аппаратов, в частности, использование питателей с вихревым пульпоприготовлением.

Использование загрузочных аппаратов вихревого пульпоприготовления при гидротранспортировании сыпучих материалов является высокоэффективным и безопасным для окружающей среды [3, 5].

Такие установки повышают надежность и эффективность гидротранспортной системы, благодаря:

- 1) транспортированию высококонцентрированных гидросмесей без предварительного дробления;
- 2) отсутствию необходимости предварительного дробления крупнокусковых материалов;
- 3) исключению абразивного износа проточных каналов насоса и его рабочего колеса;
- 4) транспортированию твердого материала на большие расстояния при использовании высоконапорных насосов;
- 5) устранению необходимости установки дополнительных перекачных станций

Загрузочный аппарат, основанный на использовании кинетической энергии коаксиально-закрученных струй жидкости, был разработан и успешно апробирован в различных производственных условиях (в морских и наземных условиях) сотрудниками МГРИ. Новизна его подтверждена многочисленными отечественными и зарубежными патентами.

Загрузочные аппараты с вихревым пульпоприготовлением были применены при испытаниях на морских месторождениях [4]. Результаты позволили установить, что коаксиально-закрученные струи значительно повышают эффективность гидроподъема и гидротранспортирования различных видов минерального сырья за счет применения загрузочных аппаратов с формированием высоконасыщенной гидросмеси коаксиально-закрученными жидкостными струями.

Выводы

Обобщение опыта вышеприведенных гидротранспортных систем показывает, что основным фактором эффективного применения гидротранспортных устройств служит объемная концентрация транспортирующей гидросмеси, которая определяет часовую производительность агрегата и энергоемкость технологического процесса.

Анализ различных средств гидромеханизации выявил множество положительных моментов, но наряду с ним и ряд недостатков, ограничивающих их использование в морских условиях. Поэтому предложен альтернативный способ транспортировки – гидротранспортирование с использованием загрузочных аппаратов, в частности, использование питателей с вихревым пульпоприготовлением.

Библиография

1. Вильмис А.Л., Буянов М.И., Калинин И.С., Тивоненко В.А. Твердые полезные ископаемые дна мирового океана - потенциальные объекты для развития геотехнологических методов // ГИАБ. 2021. №3-1.
2. Дмитриев Г. П., Смолдырев А. Е. Гидротранспорт руд и концентратов // - М.: б. и., 1966. - 60 с.
3. Дробаденко В.П., Вильмис А.Л., Луконина О.А., Маркелов С.В. Проблемы и перспективы освоения минеральных ресурсов дна морей и океанов // Горный журнал. 2019. № 11. С. 44-49.
4. Дробаденко В.П., Луконина О.А., Вильмис А.Л. Полифункциональная установка на основе использования коаксиальных закрученных струй для моделирования новых гидротранспортно-подъемных технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 3. С. 297-301.
5. Дробаденко В. П., Луконина О.А., Малухин Н.Г. Загрузочно-обменная емкость установки для гидротранспортирования сыпучих материалов // Патент RU 2 077 465 С1, опубл. 10.01.1993.
6. Плаксин И. Н. Гидрометаллургия // -М.: Наука, 1972. -278 с.
7. Смолдырев А. Е. Гидравлический и пневматический транспорт в металлургии и горном деле // Металлургия, М. 1967. -367 с.

Перспективы энергетического сектора России. Мысева.М.В. (Санкт-Петербургский горный университет, myseva.mari@mail.ru), Созоненко Г.В. (Санкт-Петербургский горный университет, gonza1@mail.ru).*

Аннотация

В связи с обстоятельствами и явлениями в макроэкономической среде происходит трансформация энергетического рынка. Основной целью исследования было показать направление, в котором должен развиваться данный сектор, чтобы соответствовать современным техническим, экологическим и социальным вызовам. Работа направлена на понимание процессов энергетического перехода путем анализа существующих тенденций и взаимосвязей. Намечен прогноз развития традиционной и альтернативной энергетики на ближайшие десятилетия. В работе оценивается степень влияния меняющейся конъюнктуры мирового энергетического рынка на российскую экономику. Указаны внутренние проблемы и экспортные возможности, ключевые аспекты российской энергетической политики в долгосрочной перспективе. Предложенные перспективы развития, которые могут служить в качестве ориентиров для будущих исследований и закладывают основу для анализа методов повышения энергоэффективности.

Ключевые слова

Энергоэффективность, энергетический переход, тенденции, мировой рынок.

Теория

Изменения в мире привели к новому пониманию оптимальных стратегий развития. Энергетическому сектору требуется декарбонизация к 2035-2040 гг., чтобы к 2050 году достичь нулевого уровня выбросов. Спрос на энергию будет расти. Энергетический переход – это возможность создать систему, способную выстоять в условиях турбулентности и неопределенности. Важно определить показатели, которые могут направлять политические и инвестиционные решения на путь перехода энергетики [1,2].

Актуальность данной работы связана с основными тенденциями: увеличение доли возобновляемых источников энергии, рост цен на энергоносители, трансграничные слияния и поглощения, сдвиги в направлении экспорта и ставка на инновационное развитие. Текущий прогноз развития глобальных и национальных компаний в нефтегазовом секторе указывает на необходимость перехода к политике энергоэффективности на всех уровнях (рисунок 1). Международная климатическая политика и достижения в области возобновляемых источников действительно могут оказывать давление на модели развития стран. Рассматривая энергоэффективность на уровне государства, можно сказать, что её показатели являются яркими индикаторами развития ключевых отраслей промышленности [3].



Рисунок 1. Основные технологические элементы Энергетического перехода [материал автора].

Основными проблемами развития экономики России в части зависимости от нефтегазового комплекса являются: ограниченное воспроизводство минерально-сырьевой базы; ухудшение качества добываемого сырья; рост доли трудноизвлекаемых запасов; ограниченность развития отраслевых инноваций; неустойчивость цен и колебания валютных курсов в условиях нестабильного законодательства.

Экспортная стратегия, использование технологий и разработка месторождений выступают основными векторами развития отрасли. Драйверы: государственная энергетическая политика и технологическое развитие (рисунок 2). Российские компании сегодня функционируют в условиях негативного воздействия, сжатия внутреннего рынка и ограничения на рост добычи [4,5], поэтому для них актуально следующее: для финансовых национальных групп («Лукойл», «Татнефть», «Сибур Холдинг») – поиск новых рынков сбыта; для транснациональных компаний («Газпром», «Роснефть») – применение инновационных технологий для сохранения рентабельности добычи нефти и газа; для малых нефтяных компаний (Sibir Energy PLC, «West Siberian Resources») – разработка малых месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.



Рисунок 2. Обобщение и классификация актуальных проблем по теме [материал автора].



Рисунок 3. Пути решения обозначенных проблем [материал автора].

Проблема обеспечения энергетической безопасности в Российской Федерации заслуживает повышенного внимания в силу особой значимости энергоресурсов для страны в целом: доля топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в структуре экспорта составляет около 70%, вклад нефтегазовых доходов в формирование доходной части бюджета превышает 50%; в структуре поступлений в федеральный бюджет доля нефтегазовых доходов в 2021 г. составила 35,8%, не нефтегазовых — 64,2%.

Нефтегазовые доходы выросли в 1,7 раза и составили 9,1 трлн руб. Это обусловлено увеличением поступлений налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья, вывозных таможенных пошлин на нефть, НДС в виде углеводородного сырья.

В перспективе структура мирового энергопотребления будет становиться все более диверсифицированной, в основном за счет ускоренного роста возобновляемых источников энергии. Структура энергетического баланса по видам топлива в России сильно не изменится.

Повышение энергоэффективности является ключевым стратегическим процессом, поскольку ведет к инновационному росту. Реализация согласованных и прозрачных организационно-экономических действий в российском нефтегазовом секторе может привести к переходу к новой парадигме развития в период санкционных ограничений [6,7]. Развитие и внедрение таких подходов позволит российской энергетике не только выстоять, но и укрепиться в период политических и экономических ограничительных мер и занять лидирующие позиции по отдельным направлениям отрасли.

Выводы

Российская Федерация является одним из крупнейших в мире участников рынка энергетики. При рассмотрении ситуации в стране были сформулированы ключевые этапы развития комплекса и рассмотрены ограничения, барьеры развития. Выявлены проблемы обеспечения энергетической безопасности и освещены изменения в энергетической политике мира. Также обобщен большой объем информации о перспективах развития возобновляемой энергетики в регионах России, рассмотрены существующие и возможные проблемы энергетической отрасли. Далее была сформулирована стратегия по совокупности отраслей и направлений в энергетике [8,9]:

- Поддерживать текущий уровень экспорта на европейском рынке и реализовывать стратегию, обеспечивая долю присутствия на азиатских рынках;
- Повышать операционную эффективность за счет применения инновационных технологий, ориентируясь на опыт зарубежных стран: направить спрос на внутренний рынок инновационных ресурсов;
- Инвестировать в разработку программных обеспечений и внедрить цифровизацию работы нормативно-правовой базы;
- Оптимизировать системы возобновляемой энергии

Библиография

1. Way, R., Ives, M. C., Mealy, P., & Farmer, J. D. (2022). Empirically grounded technology forecasts and the energy transition. *Joule*, 6(9), 2057-2082. doi:10.1016/j.joule.2022.08.009
2. Višković, A., Franki, V., & Bašić-šiško, A. (2022). City-level transition to low-carbon economy. *Energies*, 15(5) doi:10.3390/en15051737
3. Puig, B. C., & Carmona, J. (2019). Bridging the gap between energy consumption and distribution through non-technical loss detection. *Energies*, 12(9) doi:10.3390/en12091748
4. Kuzmina, V., Parhomchuk, M., & Minakova, I. (2021). Russian NFG, TNC and SOC of the oil and gas complex on the regional and world markets. *Economic Annals-XXI*, 186(11-12), 21-27. doi:10.21003/EA.V186-03
5. Nezhnikova, E., Papelniuk, O., & Gorokhova, A. E. (2018). China energy dialogue: Research of the most promising energy areas for interrelation. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(1), 203-211
6. Bhatnagar, R., Keskin, D., Kirkels, A., Romme, A. G. L., & Huijben, J. C. C. M. (2022). Design principles for sustainability assessments in the business model innovation process. *Journal of Cleaner Production*, 377 doi:10.1016/j.jclepro.2022.134313
7. Cherepovitsyn, A., & Tsvetkov, P. (2017). Overview of the prospects for developing a renewable energy in russia. Paper presented at the *Proceedings of 2017 International Conference on Green Energy and Applications, ICGEA 2017*, 113-117. doi:10.1109/ICGEA.2017.7925466
8. Borowski, P. F. (2020). Zonal and nodal models of energy market in european union. *Energies*, 13(6) doi:10.3390/en13164182
9. Pató, Z., & Mandel, T. (2022). Energy efficiency first in the power sector: Incentivising consumers and network companies. *Energy Efficiency*, 15(8) doi:10.1007/s12053-022-10062-9
10. Оперативный доклад об исполнении федерального бюджета. Счетная палата, СПРФ. Режим доступа: <https://ach.gov.ru/audit/oper-2021> (дата обращения: 11.10.2022)

Перспективы использования элементов Пельтье для автономного энергоснабжения. Насыров А.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, nasyrova@mgri.ru)

Аннотация

В связи с активными поисками альтернативных источников энергоснабжения для автономных потребителей, возникает задача обеспечения электроэнергией объектов, расположенных далеко от линий централизованного электропитания в разных климатических условиях. При этом использование электрогенераторов и источников огня бывает не всегда приемлемо, по тем или иным причинам, в том числе аварийным. Современные возможности полупроводниковых элементных баз позволяют организовать использование различных источников освещения для выработки напряжения с помощью солнечных батарей. Однако, данный способ имеет и ряд общеизвестных недостатков. В условиях слабой освещенности, малой продолжительности светового дня, длительной непогоды, тумана, запыленности и т.д. генерация солнечными панелями становится низкоэффективной. В этом случае достаточно интересно рассмотреть возможность генерации электроэнергии за счет разности температур для нужд геологической отрасли, проявив инновационный подход

Ключевые слова

Автономный источник электроснабжения, термоэлектрический эффект, элемент Пельтье, p-n переход, генерация, автономное отопление.

Теория

Метод получения электрического тока нагреванием различных сплавов металлов огнем (термоэлектрический эффект) из теллурида висмута (Bi_2Te_3), теллурида свинца (PbTe) и др. известен давно и с успехом применялся в 30-е годы XX столетия для переносных походных светильников [5]. По мере развития микроэлектроники полупроводников выяснилось, что при влиянии температуры на переходы p-n типа, последние, за счет разных температур, прикладываемых к зонам p и зонам n, также способны создавать электрическое напряжение [2].

Связь протекания тока через p-n переходы и развития температурных перепадов заключена в эффекте Пельтье в виде нагревания и охлаждения p и n зон при прохождении через них электрического тока, и реализована в элементах Пельтье, выпускаемых в промышленных масштабах в качестве микроохладителей процессоров и компонентов схем (рис. 1).

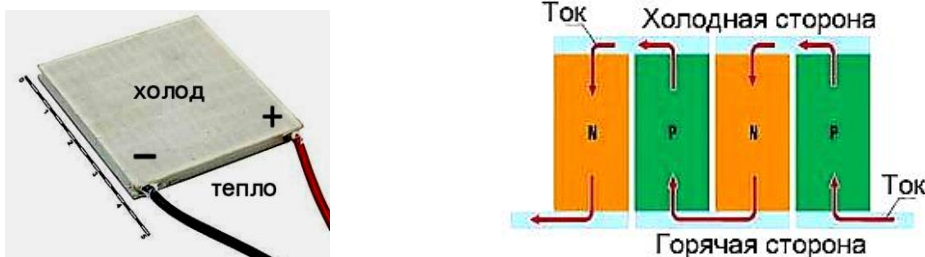


Рисунок 1. Внешний вид и принцип работы элемента Пельтье 40х40х4мм

Общераспространенный в качестве «минихолодильника» термоэлектрический модуль Пельтье ТЕС 1-12706 40х40х4мм содержит 127 полупроводниковых «столбиков»

(первые три цифры в названии), заключенных между двумя керамическими пластинами, и рассчитан на номинальный ток до 5А при 12В. Основа модуля - это пары полупроводниковых параллелепипедов (типов «п» и «р»), расположенных в определенном порядке и соединенных металлическими перемычками. При протекании тока по полупроводникам, одна из керамических пластин охлаждается, а другая – нагревается. Диапазон допустимой температуры среды вокруг модуля: -55 °С + 83°С. Международное обозначение элемента Пельтье – ТЕС, аббревиатура расшифровывается как «Thermoelectric Cooler».

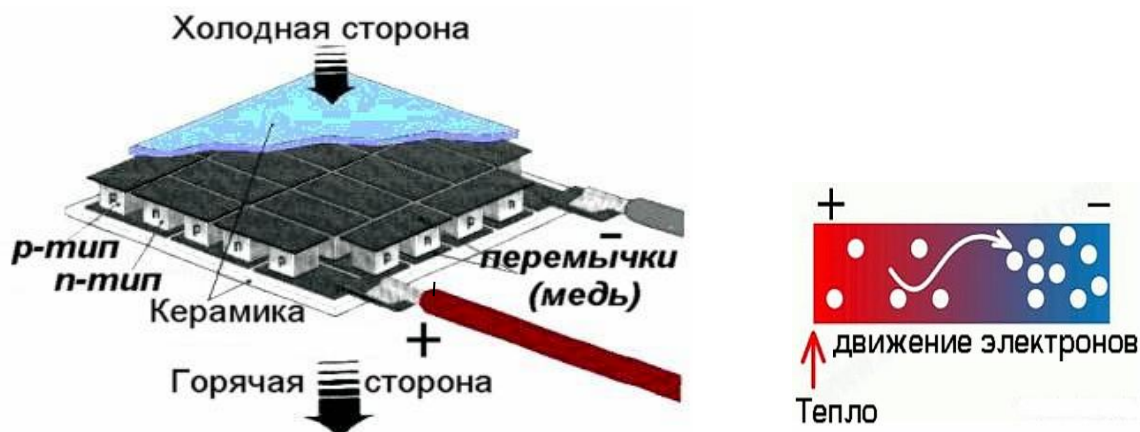


Рисунок 2. Устройство элемента Пельтье и принцип генерации электричества.

Модули Пельтье обладают и интересным обратным эффектом: при приложении разности температур ΔT к разным типам р и п переходов (рис.2), на выводах элементов возникает разность потенциалов (напряжение) которое растет с увеличением ΔT [3]. Приведем пример: тепло является, в общем случае, вредом для компьютерных систем, усугубляя проблему повышения температуры как внутри корпуса электронного устройства, так и в помещении его размещения, приводя к преждевременному выходу из строя электронных компонентов, нарушению теплового режима работы микросхем и, как следствие, увеличению уровня теплового шума и замедлению скорости выполнения логических операций. Но, создавая тепловой поток, компьютер сам становится источником потенциального электричества. Его можно расходовать на сторонние потребители, а можно направлять на собственные нужды компьютера, например, на охлаждение вентиляторами или заряд внутренних аккумуляторов, которые могут использоваться в качестве источника бесперебойного питания.

Для выработки электричества предлагается использование более современного элемента Пельтье SP1848-27145 с зависимостями, приведенными в таблице №1 [4]:

Таблица 1. Разность температур и генерируемая мощность для SP1848-27145

ΔT между верхней и нижней пластиной, °С	Напряжение разомкнутой цепи, В	Генерируемый ток, А	Теоретич. мощность, Вт
20	0,97	0,225	0,218
40	1,8	0,363	0,653
60	2,4	0,469	1,125
80	3,6	0,553	1,99
100	4,8	0,669	3,211

Как видно из таблиц №1, №2, из-за разницы комнатной температуры (корпуса устройства) и температуры нагревающегося элемента схемы даже в 20 °С, элементом Пельтье гарантировано можно вырабатывать электричество напряжением до 1В и током

0,2А, а затем, с помощью DC-DC преобразователя, повышать до необходимого уровня (5В, 12В, 24В и т.д.) [4]. Если для увеличения напряжения установить несколько модулей Пельтье последовательно в виде сборок и, добавив необходимые сопрягающие их элементы и переключатели, объединить в параллельные ряды для увеличения тока, можно получить источник питания с различными коммутируемыми уровнями напряжений и токов без использования преобразователей.

Таблица 2. Разность температур и ток при нагрузке элемента Пельтье SP1848-27145 внешним сопротивлением 15 Ом.

Температура нижней пластины, °С	Температура верхней пластины, °С	Разница температур ΔT , °С	Ток в нагрузке, мА
22,4	21	1,4	50
26,3	21	5,3	100
33,7	21	12,7	150
41,2	22	19,2	200
48,6	23	25,6	250
56,8	24	32,8	300
65,5	25	40,5	350
73,9	26	47,9	400
84,5	28	56,5	450
90,1	29	61,1	460

Встраивая сборки элементов Пельтье в ограждающие конструкции, окна, стенки стационарных и передвижных объектов, имеющих перепад температур с окружающей средой, и применяя при этом солнечные панели для автономного электроснабжения, можно значительно повысить энерговооруженность данных объектов. Это позволит получать часть электроэнергии от солнечных батарей, а часть - от элементов Пельтье в любое время года, независимо от климатической зоны и широты нахождения объекта. 1м² термоэлектрической поверхности стены в доме или вагончике (600шт модулей Пельтье) может обеспечить по термическому перепаду летом в средней полосе России (28-18⁰С) >60Вт, по солнечной энергии от 1м² солнечных батарей в дневное время - 200Вт; в зимнее время (-20 +18⁰С) 250 Вт от термоэлектродоэффекта по солнечной энергии в дневное время - 100Вт; итого, в среднем, до 300Вт/м² круглогодично [1].

При перепаде 20⁰С и холостом ходе, при последовательном соединении 600 элементов Пельтье, теоретически можно получить напряжение 0,97В х600=582 Вольта. В работе, при параллельном соединении, 6 сборок по 100шт дают ток I до 20А, U до 5В.

Многочисленные эксперименты с элементами Пельтье привели к следующим результатам: внутренне сопротивление каждого элемента 3,2-3,6 Ом, при параллельном соединении сборок ток потерь на выравнивание может забирать четвертую часть генерируемого тока [4]. Эту особенность следует учитывать при формировании сборок.

Для нормального отопления слабоутепленного помещения с высотой потолка 2,5-3м требуется около 200Вт/м². Следовательно, приходим к следующей зависимости: слабоутепленный объект высотой до 3м с комбинированным природным источником электроэнергии может иметь отапливаемую площадь равную 0,75 от площади его электрогенерирующих поверхностей: $S_{\text{отоп}} = 0,75S_{\text{ген}}$. Этот показатель автономности отопления можно использовать для проектирования и реконструкции объектов, но он действителен только на текущий период развития технологий производства полупроводников. В дальнейшем, с повышением КПД солнечных и термоэлектрических преобразователей, с уменьшением площади электрогенерирующих поверхностей, это соотношение будет неуклонно расти. Однако показатель автономности отопления можно увеличить другим способом: например, термоэлектрические генерирующие поверхности можно разбить на отдельные секторы и устанавливать их в места, обладающие наибольшими перепадами температур.

Отопительные и выхлопные трубы различных устройств и автомобилей, стены котлов и печей, кожухи двигателей и генераторов, трубы и производственные емкости с нагретыми жидкостями и газами, любые нагреваемые поверхности служат отличным источником дополнительной электроэнергии [1]. В качестве теплопроводника к сборкам из модулей Пельтье можно использовать нагретые охлаждающие жидкости и газы. Если в качестве источника перепада температур использовать коаксиальные трубы с потоками разной температуры (например, теплообменники) линейного или кольцевого типа, между которых будут встроены элементы Пельтье, то можно получить компактные термоэлектрические установки-генераторы.

Интересные результаты по генерации дадут сборки электротермических элементов при размещении их на открытой местности на водной поверхности: наличие перепада температур между водой и окружающим воздухом общеизвестно и соблюдается природой всегда; летом он будет не менее 15-20⁰С, причем, с понижением широты, эта разность будет существенно расти.

При размещении сборок элементов Пельтье для генерации в условиях жаркого климата – степей, полупустынь, пустынь, для достижения более высокого КПД возникнет необходимость охлаждения поверхности отрицательного полюса, причем, чем интенсивнее будет охлаждение, тем выше будет термоэлектрический эффект. Для этого можно использовать часть генерируемой элементами электроэнергию.

В условиях пониженных температур, зимой, а также в районах Крайнего Севера, термоэлектрическая генерация возможна при вмонтировании сборок элементов Пельтье во внешние ограждающие конструкции зданий, сооружений, корпуса машин с таким расчетом, чтобы перепад температур на сторонах элементов составлял не менее 15-20⁰С. При этом с понижением внешней температуры генерация будет только нарастать.

Вывод

Исследуя генерацию электрического напряжения с использованием недорогих и серийно выпускаемых охлаждающих элементов Пельтье, можно уверенно говорить о возможности начала создания на их основе отечественных компактных, автономных и экологических источников тока с приемлемыми вольт-амперными характеристиками.

Библиография:

1. Анатычук Л.И., Булат Л.П. Полупроводники в экстремальных температурных условиях. СПб.; Наука, 2001.
2. Вайсс Д.М. Термоэлектрические генераторы// перевод Large.stanford.edu, 2022.

3. Термоэлектрический генератор на элементах TEC1-12706 — <https://youtu.be>
4. Модуль SP 1848. Исследование. Схема зарядания — <https://elektrolife.ru>
5. Снайдер Г.Д. Сложные термоэлектрические материалы//журнал Nature Materials.
- 2008. - №7.

Определение местных потерь давления жидкости в расходомерах переменного перепада давления. Некоз К.С.* (МГРИ, nosovaks@mgri.ru)

Аннотация

Анализируется метод определения местных потерь давления жидкости (гидросмеси), измеряемое расходомерами переменного перепада давления. Предлагается методический подход, основанный на теоретических разработках по гидромеханике И.Е. Идельчика и А.Д. Альтшуля. Отмечается, что потери давления при постепенном изменении сечения трубопровода зависят от угла сходимости $\alpha_{сх}$ и соотношения d/D , а также от условий подхода жидкости l/d . Анализируется гидродинамическая обстановка в диффузоре при изменении угла расширения α в различных типоразмерах расходомеров. Установлены оптимальные значения $\alpha=7-9^\circ$, обеспечивающие минимальные потери энергии в виде перепадов давлений.

Ключевые слова

Гидродинамический расходомер, диффузор, угол расширения, перепад давления, гидравлические сопротивления.

Теория

В гидравлических расчетах трубопроводов помимо потери давления на трение необходимо учитывать местные потери давления, вызываемые внезапным или плавным изменениями живого сечения потока, движением с изменением скоростей, соединения и разделения потока, а также обусловленные запорной аппаратурой, различными устройствами и другими факторами [3].

При этом они характеризуются либо степенью (коэффициентом) расширения $n=S_1/S_2$ где соответственно S_1 и S_2 - площади узкой и широкой части трубы либо коэффициентом сжатия (заполнение сечения). Немаловажным фактором при этом является угол α - угол сходимости (в конфузоре) или угол расширения (в диффузоре) и l_d - длина диффузора или l_k - длина конфузора.

При изменении сечения трубопроводов (сужении или расширении) обычно происходит отрыв потока от стенок и связанное с ним вихреобразование, которые являются основными причинами значительных потерь напора (давления), то есть местных сопротивлений, вызываемые изменениями скорости движения жидкости [2].

В зависимости от числа Рейнольдса Re значения местных сопротивлений в одних случаях пропорциональны первой степени средней скорости при $Re < 2130$ (ламинарное движение), в других - квадратной скорости (турбулентное) при $Re > 2130$.

При внезапном изменении сечения потока жидкости в трубопроводе на примере диафрагмы (рис. 1), измеряющей расход воды, с площадью сечения отверстия ω_3 , установленной на трубопроводе в месте перехода от ω_1 к площади сечения ω_2 , в работе [1] отмечается, что основные потери давления происходит на участке, на котором он расширяется. При этом потерями при сжатии струи на участке до сжатого сечения можно пренебречь.

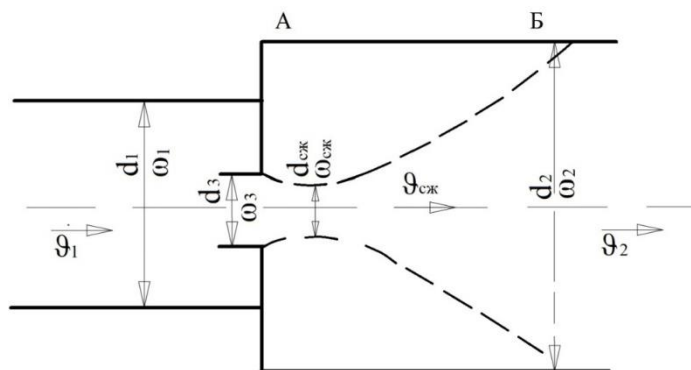


Рисунок 1. Схема для определения местных потерь напора при внезапном расширении сечения потока (диафрагма).

В общем виде общее уравнение для определения коэффициентов местных сопротивлений при внезапном изменении сечения потока имеет вид:

$$\zeta_2 = \zeta_{сж} \left(\frac{\omega_2}{\omega_3 \varepsilon} \right)^2 + K \left(\frac{\omega_2}{\omega_3 \varepsilon} - 1 \right)^2, \quad (1)$$

При измерении двухфазных смесей определённое распространение получили расходомеры типа трубы Вентури с сужающим устройством. Многолетняя практика их эксплуатации показывает, что при надлежащем способе отбора давления и правильно составленном расчётном уравнении расхода гидросмеси, труба Вентури является вполне удовлетворительным измерительным устройством (проста в изготовлении, не нуждается в тарировке) и обеспечивает измерение расхода с достаточной для практических целей точностью 2% (рис. 2).

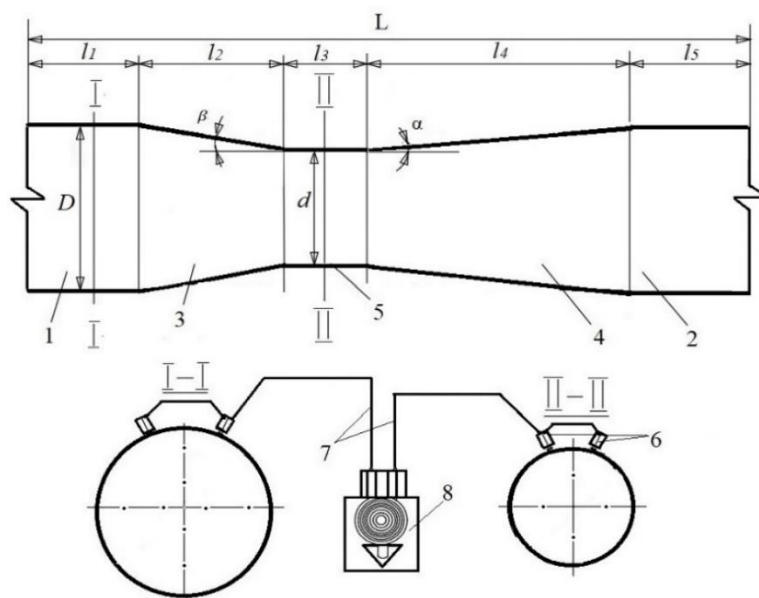


Рисунок 2. Конструкция и параметры трубы Вентури. 1 – входной патрубков; 2 – выходной патрубков; 3 – конфузор; 4 – диффузор; 5 – вставка; 6 – отстойники; 7 – импульсные трубки; 8 – дифманометр.

Однако, основным недостатком применения трубы Вентури в производственных условиях является повышенный износ горловины (её сужающей части) из-за увеличения в ней скоростного режима (согласно теории Бернулли). Поэтому для его устранения внутреннюю поверхность расходомера армируют твердыми сплавами или изготавливают сменный вкладыш из износостойких легированных материалов, что вызывает дополнительные финансовые затраты [4].

Вышеуказанных недостатков лишён другой расходомер переменного перепада давления с расширяющим приемным устройством, который можно назвать «труба Антивентури». Для перехода от меньшего сечения (транспортного трубопровода) к большему устанавливается плавно расширяющийся отрезок трубы - диффузор (рис. 3). При этом кинетическая энергия потока жидкости (двухфазной смеси) переходит в энергию давления с определёнными местными потерями.

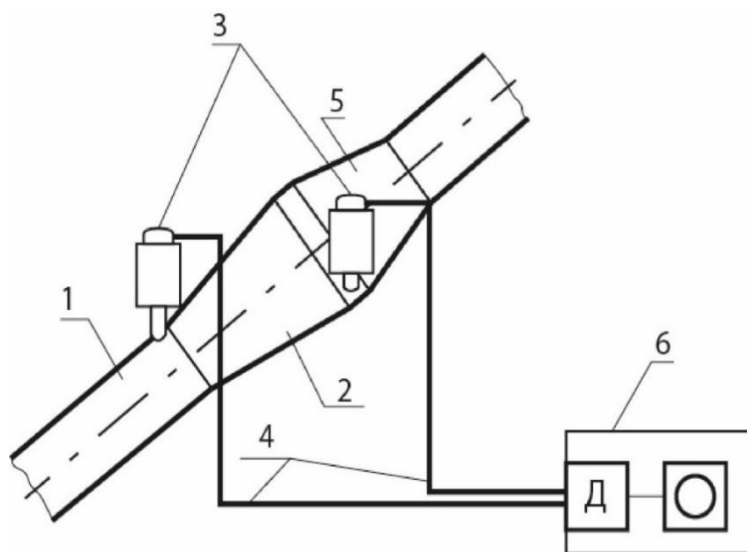


Рисунок 3. Гидродинамический расходомер с расширяющим устройством (диффузором). 1 – пульповод, 2 – расширяющее устройство (диффузор); 3 – разделители с эластичными диафрагмами; 4 – импульсные трубки; 5 – сужающая часть (конфузор); 6 – шкаф для первичного датчика и вторичного регистрирующего прибора.

Результаты аналитических исследований, проведенные нами методом расчета функциональной зависимости $\Delta p = f(n, \alpha, l_d)$ диффузора гидродинамического расходомера, позволили составить номограмму (рис. 3) для определения его геометрических параметров с соотношением площадей поперечных сечений расширенной части диаметрами D и трубопровода – d , представленных ниже: $\frac{D}{d} = \frac{418}{317}$ мм ($n = 1,74$); $\frac{D}{d} = \frac{473}{351}$ мм ($n = 1,82$); $\frac{D}{d} = \frac{510}{348}$ мм ($n = 2,15$); $\frac{D}{d} = \frac{608}{359}$ мм ($n = 2,87$) с расходами гидросмеси Q при изменении их значений от $2200 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $2700 \text{ м}^3/\text{ч}$, а также для $\frac{D}{d} = \frac{800}{580}$ мм ($n = 1,9$) с расходом $Q \approx 5700 \text{ м}^3/\text{ч}$. Предлагаемая номограмма позволяет определять для практических расчетов во взаимосвязи основные геометрические размеры расходомеров «трубы Антивентури» - угол расширения α , степень расширения n , длину диффузора l_d , необходимые для конструирования и эксплуатации расходомеров в производственных условиях (рис. 4).

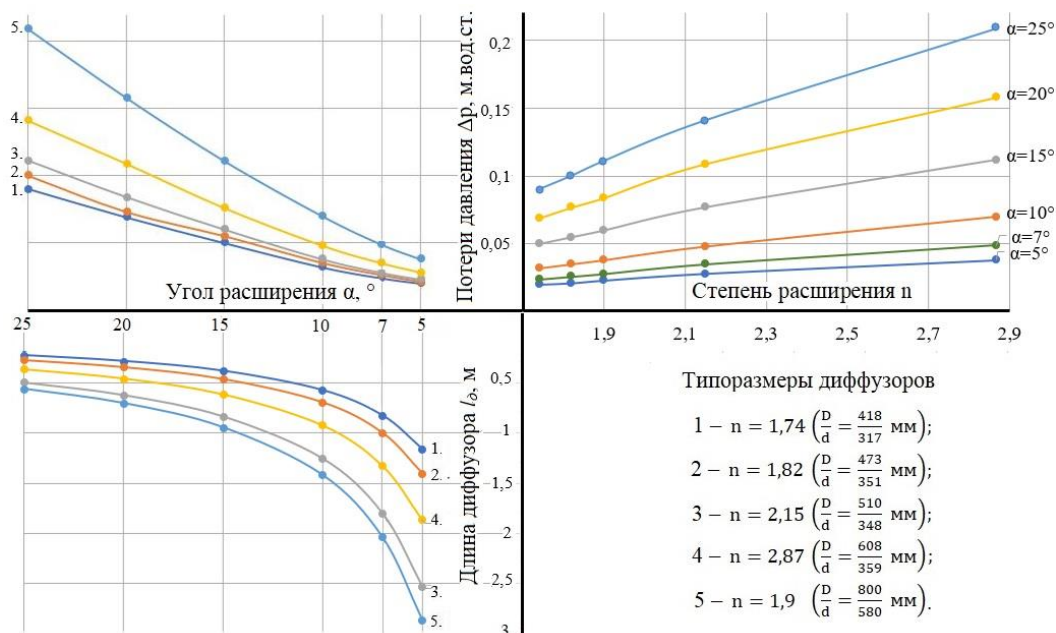


Рисунок 4. Номограмма для определения основных параметрических величин гидродинамического расходомера переменного перепада давления типа «трубы Антивентури»

Выводы

Из изложенных аналитических методов определения потерь давления диффузора расходомера можно заключить, что полученные значения потерь давления неоднозначны. Это объясняется тем, что коэффициент местных сопротивлений в основном установлен из опытов с трубами малых диаметров и относительно небольших скоростей.

Большое влияние оказывает длина диффузора l_d , которая увеличивается с уменьшением угла расширения α , сопровождающегося малыми потерями энергии. На практике не всегда можно применять длинные диффузоры с малыми углами расширения, ввиду значительных габаритных размеров, массы, усложнения конструкции, а также монтажа и эксплуатации.

Библиография

1. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления, 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Недра, 1982. - 224 с.
2. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. Справочник / Под ред. М. О. Штейнберга. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Машиностроение, 1992. — 672 с.
3. Нурок Г. А. // Процессы и технология гидромеханизации открытых горных работ // М.: Недра, 1985. - 471 с.
4. Приборы для измерения параметров гидротранспортирования твердых материалов [Текст] / Акад. наук УССР. Ин-т гидрологии и гидротехники; Н. А. Силян, И. А. Пищенко, К. В. Диминский и др. - Киев: Изд-во Акад. наук УССР, 1963. - 198 с.: черт.; 23 см.

Программно-техническое устройство учебного стенда глубоководной добычи твердых полезных ископаемых загрузочными аппаратами вихревого пульпоприготовления. Некоз К. С.* (МГРИ, nosovaks@mgri.ru), Томских Д. Д. (МГРИ, danildtd@gmail.com), Черемных А.О. (ГБОУ СОШ № 2030, tosha.cheremnykh00@gmail.com)

Аннотация

Дается описание учебного стенда, его техническое и программное устройство. Рассматривается схема электрооборудования и основных элементов.

Ключевые слова

Загрузочный аппарат вихревого пульпоприготовления, учебный стенд, робототехника, гидротранспортирование

Теория

Стенд глубоководной добычи твердых полезных ископаемых загрузочными аппаратами (рис. 1) разработан сотрудниками кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства с участием учащегося ГБОУ СОШ № 2030 Черемных А. О. для проведения лекционных и практических занятий, читаемых преподавателями кафедры, а также проведения общеобразовательных мероприятий в рамках дня открытых дверей с целью повышения интереса абитуриентов к профессии горного инженера.

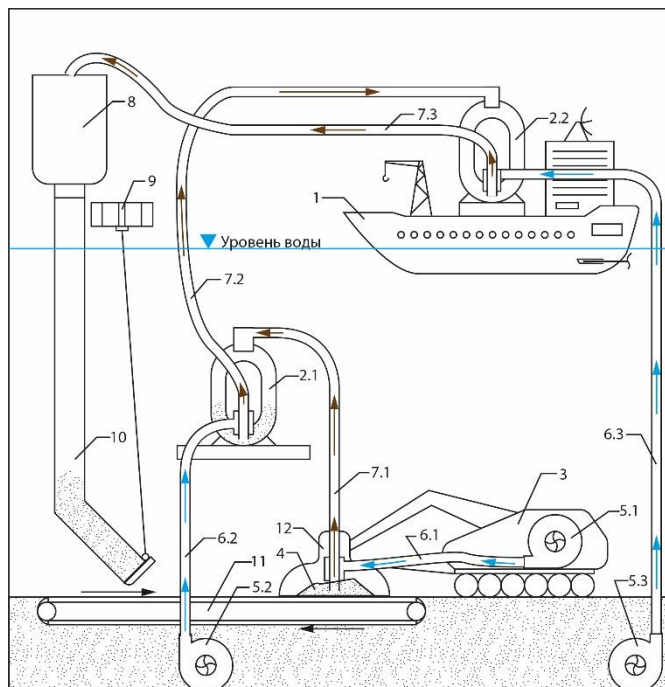


Рисунок 1. 1 – добычное судно; 2.1, 2.2 – загрузочные аппараты вихревого пульпоприготовления; 3 – агрегат сбора, 4 – горная масса, 5.1-5.3 – водяные насосы, 6.1-6.3 – водоводы; 7.1-7.3 – пульповоды; 8 – загрузочный бункер; 9 – заслонка; 10 – породоподачная труба; 11 – транспортная лента; 12 – грунтозаборное устройство.

Принцип работы стенда заключается в следующем. Агрегат сбора (3) опускает грунтозаборное (породозаборное) устройство (12) на транспортируемый материал (4), который поступает из загрузочного бункера (8) при открывании заслонки (9) через породоподающую трубу (10) на ленту транспортера (11). При включении водяного насоса (5.1) горная масса по пульповоду (7.1) перемещается в загрузочный аппарат (2.1) и аккумулируется в нем [1, 2]. После загрузки емкости (2.1) включается насос (5.2) для дальнейшего транспортирования горной массы по пульповоду (7.2) в загрузочную емкость (2.2), расположенную на борту добычного судна (1). По окончании цикла загрузки включается насос (5.3) для разгрузки загрузочного аппарата (2.2) и транспортирования горной массы по пульповоду (7.3) в приемный бункер (8). Далее цикл повторяется.

Для управления двигателями и насосами разработана электросхема (рис. 2) с управляющим контроллером AtMega 328P, принимающим сигнал с пульта управления, обрабатывающим его и передающим далее на распределительное устройство.

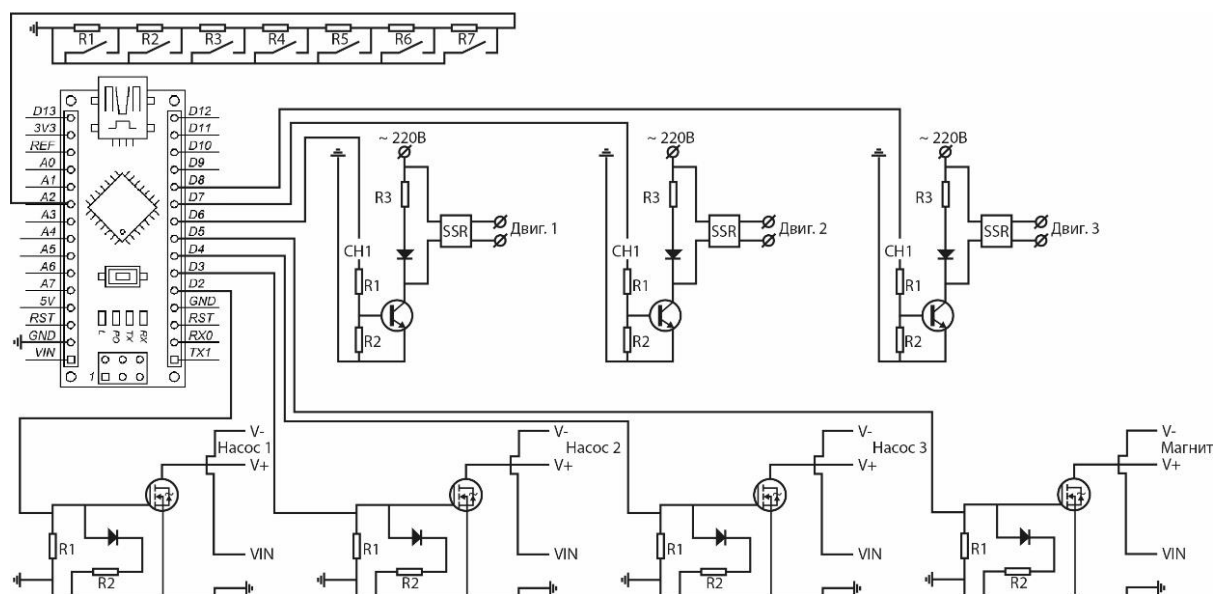


Рисунок 2. Электросхема управляющего устройства

Разработка программного сопровождения проводилась в среде Arduino IDE [3]. Для разработки основных деталей модели использовалось компьютерное моделирование и их дальнейшее изготовление на 3-д принтере. Корпус пульта спроектирован в САПР-системе и напечатан на 3-д принтере

Специально разработанный пульт управления работает по принципу клавиатуры - то есть кнопки подключены последовательно через резисторы различного номинала. Так, при нажатии одной из них, за счет сопротивления, создаваемого резистором, микроконтроллер получает сигнал (определенное аналоговое значение сигнала), после чего он отправляет другую команду на управляющее устройство и возвращает сигнал на светодиод пульта управления, показывая тем самым, какое из устройств работает в данный момент.

Электроника данного стенда управляется двумя типами выключателей [4]. Для управления двигателями используются твердотельные реле (Solid State Relay) переменного тока. При получении сигнала от микроконтроллера его контакты замыкаются, для чего устройство оснащено тиристором. Для управления 3-мя насосами

и электромагнитом использовались Mosfet – транзисторы, управляемые электрическим полем. Водяные насосы с расходно-напорными характеристиками (0,8 м³/ч и 5 м. вод. ст.) превышают необходимые, для чего в электрическую цепь дополнительно был встроены диммер, позволяющий точно регулировать мощность двигателя, устанавливая расход и напор насоса в оптимальном режиме.

Для управления движением транспортирующей ленты, опусканием (подъемом) породозаборного устройства используются двигатели РД-09, один из которых работает в обычном и реверсивном режимах.

Библиография

1. Дробаденко В. П., Луконина О. А. Установка для гидротранспорта твердых материалов // Патент SU 1699879, опубл. 23.12.1991.
2. Дробаденко В. П., Луконина О.А., Малухин Н.Г. Загрузочно-обменная емкость установки для гидротранспортирования сыпучих материалов // Патент RU 2 077 465 С1, опубл. 10.01.1993.
3. Стюарт Ярнольд Arduino для начинающих: самый простой пошаговый самоучитель // - М.: Эксмо [пер. с англ. М. Райтман]. 2017. -256 с.
4. Филаретов В.Ф., Лебедев А.В., Юхимец Д.А. Устройства и системы управления подводных роботов // Отв. ред. Ю.Н. Кульчин: Ин-т автоматизации и процессов управления ДВО РАН. - М.: Наука, 2005. - 270 с.

*История и перспективные направления в строительстве московского метро.
Попов Н.С.* (Школа № 536, netchpor@yandex.ru), соавтор Долгополов М.А. (МГРИ,
dolgoplov.00@list.ru), соавтор Шановалов В.А. (МГРИ, shapaval98@mail.ru),
соавтор Яшин В.П. (МГРИ, yashinvp@mgri.ru)*

Аннотация

Работа посвящена анализу истории строительства мирового и московского метро. В ней подробно рассмотрены основные этапы строительства станций московского метро от дворцов для народа, до - современного хайтека. Определены перспективы строительства двухпутных перегонных тоннелей московского метро и представлена схема завершения строительства Большой кольцевой линии с участком Коммунарской линии проходящей в шаговой доступности от МГРИ.

Ключевые слова

Метро, проект, строительство, щит, перегонный тоннель.

Теория

Анализ данных литературных источников и данных, полученных из интернета, позволил установить основные этапы развития московского метро и определить направления его развития с учетом опыта строительства европейского метро [3].

Самое первое метро в мире было построено в Лондоне. Оно первоначально, было открыто как подземная железная дорога («Паровое метро») 10 января 1863 года. Начало строительства первой ветки лондонской подземки состоялось в 1860 году. Вся эта линия, была неглубокого заложения и строилась относительно простым и дешевым открытым способом, поэтому возвели ее довольно быстро, менее чем за три года. Первая же, электрифицированная подземная линия была открыта так же в Лондоне в 1890 году, что сделало ее первой системой метро в мире. Второе в мире метро появится спустя 4 года после Лондонского, в 1868 году в Нью-Йорке была открыта надземная (на металлических эстакадах) городская железнодорожная линия с канатной тягой, заменённая в 1871 году на паровую, а в 1890 году - на электрическую. А вот вторая в мире подземка появится лишь в 1896 г., в Будапеште.

Первое предложение по созданию метро в Москве появилось ещё в 1875 году, когда инженер Василий Титов выдвинул идею проложить подземную железнодорожную линию от Курского вокзала через Лубянскую и Трубную площади до Марьиной рощи. Но, до проекта дело так и не дошло. Были и другие проекты. Но, к работам приступили лишь 10 декабря 1931 года, когда стало совершенно очевидно, что общественный транспорт (представленный в основном трамваями) не справлялся с пассажирскими перевозками в Москве. Через месяц работа кипела уже на всех участках первой линии от «Сокольников» до «Дворца Советов» (сегодня — «Кропоткинская»). Сначала метро не собирались прятать глубоко под землю, но для этого пришлось бы перекопать весь город. Молодой инженер Вениамин Маковский предложил прогрессивное решение: строить метро на глубине. Неожиданная идея вызвала море протестов, но пришлось по душе московскому градоначальнику Лазарю Кагановичу, а точку в споре поставил Иосиф Сталин, который утвердил проект глубокого заложения московского метро. При прокладке участков метрополитена применялись различные способы. Строительство шло трудно и медленно: не хватало ни опыта, ни людей. Пришлось обратиться за помощью к зарубежным коллегам, и в 1934 году в России появился английский

проходческий щит. Еще один собрали в СССР по его образцу. Работа сразу пошла быстрее. 15 мая 1935 года в 6 часов 45 минут двери 13 станций первой ветки метро открылись и приняли своих первых пассажиров. На поверхности пассажиров, над построенными наземными павильонами станций метро, встречала красная буква «М», предложенная архитектором И. Г. Тарановым.

В истории строительства московский метрополитен, вместе с развитием государства, пережил несколько этапов своего развития и становления. В начале своего развития страна строила метро под девизом «Создадим дворцы для народа», еще этот период строительства метро получил название «Сталинский ампи́р» и до настоящего времени станции, построенные в эти годы, восхищают своей красотой и архитектурным убранством, как москвичей (Россиян), так и зарубежных гостей столицы нашей Родины. Например, проект станции московского метро Маяковская, свод которой украшен мозаиками, выполненными по эскизам художника Александра Дейнеки, в 1939 году получил Гран-при на Всемирной выставке в Нью-Йорке. В годы Великой Отечественной войны, было подтверждено правильность выбора строительства подземного метро, так как оно использовалось и как бомбоубежище. В послевоенные годы было завершено строительство Кольцевой и Арбатской линий. 30 января 1952 года был запущен второй отрезок — от «Курской» до «Белорусской». Кольцо замкнулось 14 марта 1954 года, когда поезда поехали от «Белорусской» до «Парка культуры». Кольцевая линия московского метро стала апофеозом сталинского ампира. Все 12 станций украшены скульптурами, монументальной живописью, оригинальными светильниками. При этом каждая из них индивидуальна и неповторима.

В 1955 году правительство приняло решение «устранить излишества в проектировании и строительстве». Станции стали строиться не по индивидуальным, а по типовым проектам. В итоге «ВСХВ» (сегодня — «ВДНХ»), «Спортивная» и другие выглядят более просто по сравнению со своими предшественницами. Появились «стекляшки» (станции со стеклянными вестибюлями) и «сороконожки» (платформы с 40 колоннами в два ряда). Новые станции отличались друг от друга только цветом облицовочного кафеля. Наиболее дешево, в это десятилетие обошелся участок Филёвской линии от станции «Фили» до «Молодежной»: он почти весь проложен по поверхности. В 1970 годы получает развитие концепция эстетического оформления станций московского метро. В этот период, проекты станций стали сочетать индивидуальность сталинского метро и индустриальность хрущевского.

Сегодня метро продолжает строиться в столице самыми передовыми темпами [2], с учетом мировой практики проектирование и строительство метро теперь осуществляется по типовым проектам, но каждая станция имеет свою индивидуальность. Оформление современного московского метро осуществляется в стиле «Хайтек», где в отделке преобладает эстетика стекла, стали и мозаичных панно различных цветовых гамм. Блестящие металлические колонны и прозрачные перегородки, разделяющие пассажиропотоки, прекрасно гармонируют с разноцветными полированными панелями мраморных и гранитных полов, создающих условия комфорта для москвичей.

Станции метро соединяются перегонными тоннелями, которые могут быть: подземным (в тоннелях), наземным (на поверхности земли) и надземным (на эстакадах) [1]. Причем, возможны два варианта подземного строительства. Открытый способ, когда на поверхности проходится траншея, необходимой глубины, и в ней сооружается станция и перегонные тоннели. Закрытый способ, когда с поверхности проходится шахтный ствол или котлован и из него проходятся перегонные тоннели и сооружаются станции подземного метро. История строительства московского метро, представлена всеми вариантами строительства, но развитие технологии и технического уровня совершенствования машин и оборудования, применяемых при строительстве метро в

России и зарубежных странах, отдавало предпочтение щитовому способу сооружения перегонных тоннелей. Строительство последних связано с сооружением глубоких строительных котлованов с безопасными и надежными способами возведения ограждающих конструкций методом «стена в грунте» [4]. Рассматривая историю сооружения перегонных тоннелей метро в России, необходимо отметить, что для строительства перегонных тоннелей метро применялись однопутные тоннели, сооружаемые в основном с использованием иностранных проходческих щитов, для Москвы например - немецкой фирмы "Херренкнехт" диаметром 6,28 м. Однако, европейские страны довольно успешно осуществили переход на строительство двухпутных перегонных тоннелей метро [3] с использованием проходческих щитов диаметром 10 м и более (рис. 1).

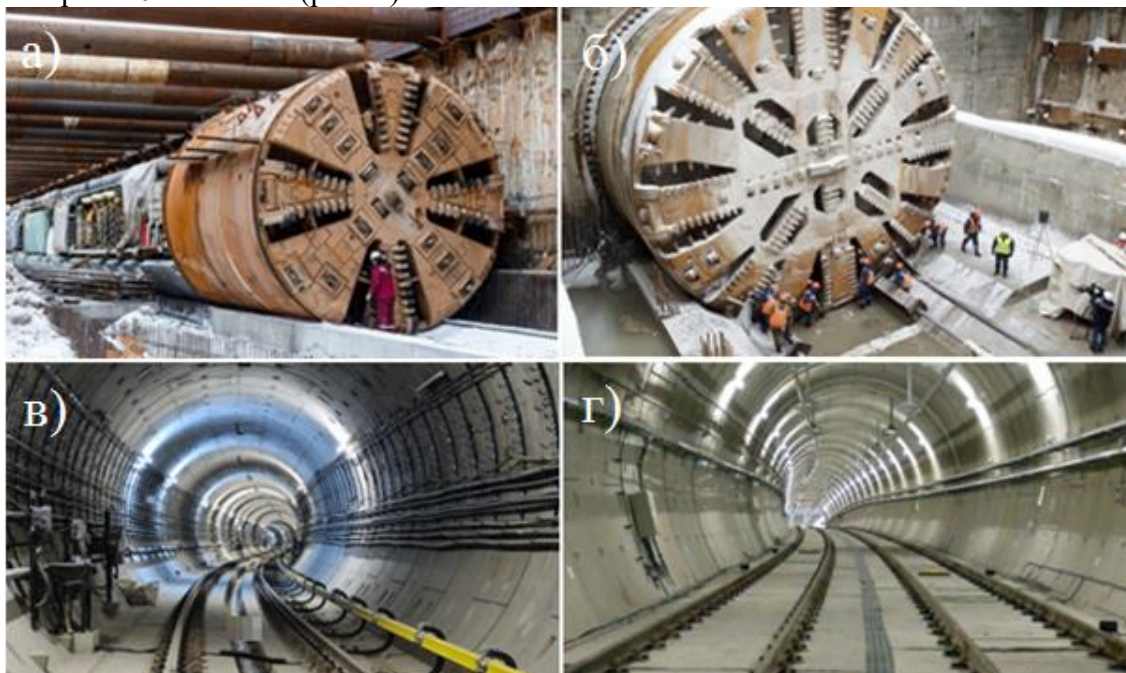


Рисунок 1. Фото проходческих щитов диаметром 6.28 м (а) и 10.85 м (б), и перегонных тоннелей метро однопутного (в) и двухпутного (г).

Первое двухпутное метро было построено в Мадриде, поэтому строительство двухпутных тоннелей метро называют «испанским методом». Метод прижился во всем мире. Основное преимущество прокладки двухпутных тоннелей заключается в экономии денег и времени на строительство. В среде Российских метростроителей долгое время бытовало консервативное мнение о том, что: строительство двухпутного перегонного тоннеля увеличивает стоимость горных работ; уменьшает скорость проходки тоннеля проходческим щитом большого диаметра, т.к. она медленнее, чем 6 метрового диаметра; для монтажа проходческого комплекса необходим большой котлован; однопутные тоннели более безопасные при эксплуатации; эксплуатация 10 метрового тоннеля более дорогая и возникают вопросы борьбы с шумом и вибрацией; одним из главных аргументов считали неудобную навигацию для пассажиров и то, что новые станции не будут гармонировать с представлением о московском метро. Но, точку в споре поставили экономисты. Действительно, скорость проходки двухпутного тоннеля в среднем составляет 350 м в месяц, однопутного в пределах 250 м в месяц, но, на перегоне от станции к станции нам необходимо проходить два тоннеля, следовательно, имеется существенный выигрыш во времени. Кроме того, при начале щитовой проходки необходимо выполнить монтажные работы по сборке тоннелепроходческого комплекса (ТПМК), а по завершении проходки перегонного тоннеля, выполнить его демонтаж. Монтажные и демонтажные работы занимают значительное время и требуют

существенных экономических затрат, а при строительстве однопутных тоннелей, хоть и меньшего диаметра, надо выполнить два монтажа и два демонтажа. В результате экономисты определили, что применение ТПМК с грунтопригрузом фирмы «Herrenknecht EPB10820 (S-956)» диаметром 10,85м, в место двух ТПМК комплексов с грунтопригрузом фирмы «Herrenknecht S-755» диаметром 6,28м, даст экономию в пределах 80 млрд. рублей. В Москве первый двухпутный тоннель на строительстве Большой кольцевой линии (БКЛ) метро проложил щит "Лилия" в 2017 году, с запуском нового ТПМК, в Москве произошло знаковое событие в метростроении, что открыло совершенно новые технологии, которые раньше в Москве не применялись. На рис. 2 представлена схема строительства БКЛ, где выделены участки строительства двухпутных перегонных тоннелей метро и участок Коммунарской линии проходящей в шаговой доступности от нашего университета.

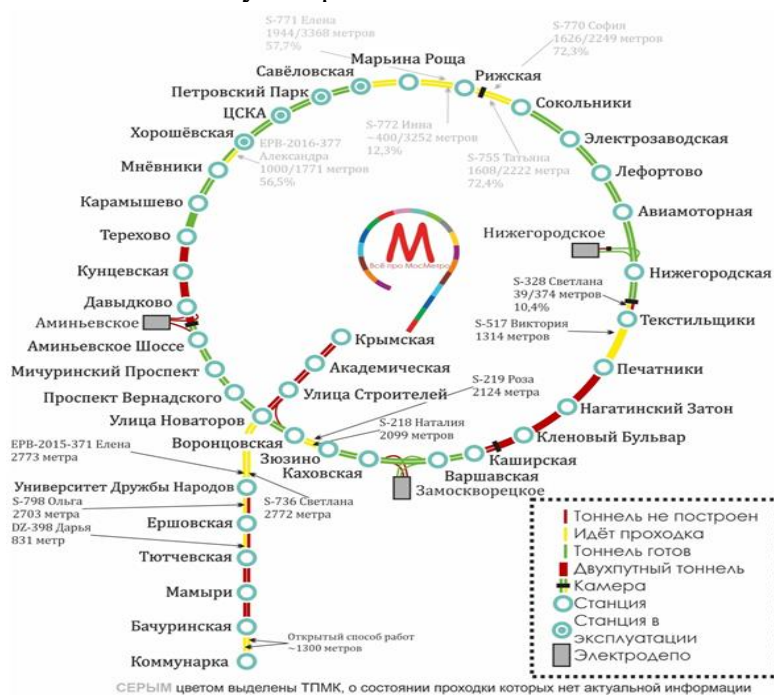


Рисунок 2. Схема готовности тоннелей БКЛ и Коммунарской линии московского метро

Выводы

Рассмотренные в работе варианты типового проектирования и строительства московского метро, увеличение объемов сооружения двухпутных перегонных тоннелей, обеспечат значительную экономию бюджетных средств и увеличат темпы строительства самого лучшего в мире московского метро.

Библиография.

1. Главатских В.А., Молчанов В.С. Строительство метрополитенов. М. 2006. С.680.
2. Программа развития Московского метро. Метро и тоннели, 2014, № 3.
3. Трабада Х. Расширение Московского метро: опыт Мадрида. Метро и тоннели, 2014, № 5.
4. Зерцалов М.Г., Конюхов Д.С., Меркин В.Е. Использование подземного пространства. М. 2015. С.416.

Исследование элементного анализа минералов (берилл и плагиоклаз) по методу меченых нейтронов в условиях экранирования горного массива. Савватеев Я.В. (ИФЗ РАН им.О.Ю.Шмидта, savvateev-yar@yandex.ru), Иляхин С.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, isy11@mail.ru), Сапожников М. Г. (ООО «Диамант», sapozhnikov@diamant-sk.ru)*

Аннотация

Обсуждаются результаты элементного анализа кристаллов берилла в условиях экранирующих свойств вмещающей породы. Измерения были выполнены на установке, работающей по методу меченых нейтронов, который состоит в облучении образцов быстрыми нейтронами с энергией 14 МэВ и регистрации характеристического излучения гамма-квантов от реакций неупругого рассеяния нейтронов в определенных временных диапазонах между испусканием нейтрона и приходом сигнала от гамма-кванта.

Определение отдельных элементов в минералах полезного компонента в условиях экранирования образцов преобладающими минералами горной породы (например, Ве, V, Cr) требует привлечения новых технологических решений и дальнейшей разработки существующего метода меченых нейтронов.

Ключевые слова

Метод, меченые нейтроны, берилл, плагиоклаз, серпентин, нейтронный генератор, альфа-детектор, гамма-детекторы.

Теория

При применении технологий косвенного определения элементного состава целесообразно провести анализ комплексирования различных методов определения как собственно состава полезного компонента, так и его локализации в горном массиве. В том числе проверить возможность получения информации об элементном составе с учетом экранирующих свойств различных литологических разностей вмещающих пород. Впервые применяемый метод получил развитие при технологиях добычи кристаллов алмаза из кимберлитовой руды [4]. Алмазы практически полностью состоят из углерода, поэтому методика их обнаружения заключается в нахождении избытка углерода в какой-либо области образца кимберлита. Среди нейтронных методов такую задачу может решить только метод меченых нейтронов [2], (далее, ММН) поскольку только он предоставляет данные о пространственном расположении исследуемой области. В настоящей работе рассматривается вопрос о возможности применения ММН для обнаружения бериллов во вмещающей породе без ее дробления.

Непосредственно, физика процесса при ММН состоит в следующем: происходит облучении пробы быстрыми нейтронами с энергией 14,1 МэВ, которые возникают в бинарной реакции. В этой реакции нейтрон и α -частица (ядро ^4He) разлетаются практически в противоположные стороны. Поэтому регистрируя α -частицу, сопутствующую нейтрону, можно определить направление вылета нейтрона. Такая процедура называется мечением нейтронов. Меченые нейтроны, попадая в объект исследования, индуцируют реакции неупругого рассеяния $A(n, n' \gamma)A$, в результате которых возбуждение ядра снимается испусканием гамма-квантов с энергетическим спектром, характерным для каждого химического элемента [1]. Регистрация характеристического γ -излучения осуществляется γ -детекторами в совпадениях с сигналом от α -детектора.

Методика измерений

Пробы представляли собой набор образцов вмещающих пород разной крупности с закрепленным на них кристаллом берилла, они помещались на крышке пластмассового контейнера над источником на высоте прохождения ленты конвейера с целью ослабления и экранирования излучения, попадающего на кристалл берилла, при этом сама лента была убрана. Использовалась вмещающая порода, представленная плагиоклазом, серпентинитом и кварцем, масса каждого образца составляла ~2-3 кг, кристалл берилла массой 0,1-0,3 кг. Время измерения каждой пробы составляло 30 мин. Обработка спектров гамма-квантов проводилась по методике, которая была подробно изложена в [2]. Таким образом, исходно определялась массовая концентрация отдельного элемента, затем.

Описание установки

Работы проводились на стенде конвейерного анализатора горных пород «АГП-К». В состав стенда входит перемещаемая модель конвейера, нейтронный модуль, шкаф электроники считывания и интерфейс оператора. Нейтронный модуль «АГП-К» состоит из портативного нейтронного генератора «ИНГ-27» со встроенным 9-пиксельным альфа-детектором, системы из 14 гамма-детекторов на основе кристалла ВГО (германата висмута) и защиты гамма-детекторов [2].

Портативный нейтронный генератор «ИНГ-27» излучает нейтроны с энергией 14.1 МэВ. Интенсивность нейтронного пучка составляла $I=5 \times 10^7 \text{ с}^{-1}$. Встроенный кремниевый альфа-детектор представлял собой матрицу 3x3 с размером пикселя 10x10 мм.

Для регистрации γ -квантов, возникающих при облучении минерального сырья пучком быстрых меченых нейтронов, использовались 14 γ -детекторов на основе кристаллов «ВГО» диаметром 76 мм и толщиной 65 мм. Такие детекторы имеют оптимальное соотношение по стоимости и качеству характеристик и хорошо зарекомендовали себя при использовании в установках ММН. Энергетическое разрешение всей системы детекторов составило $\Gamma_E = (4,42 \pm 0,14) \%$ на линии 4,44 МэВ. Временное разрешение системы (α - γ)–совпадений, усредненное по всей совокупности γ -детекторов, составило $\Gamma_t = 4,82 \pm 0,12 \text{ нс}$ [1].

Гамма-детекторы размещены по обеим сторонам конвейера. Общий вид установки показан на рис. 1.

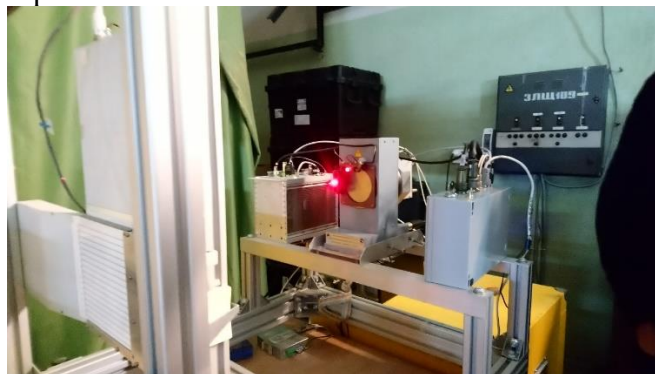


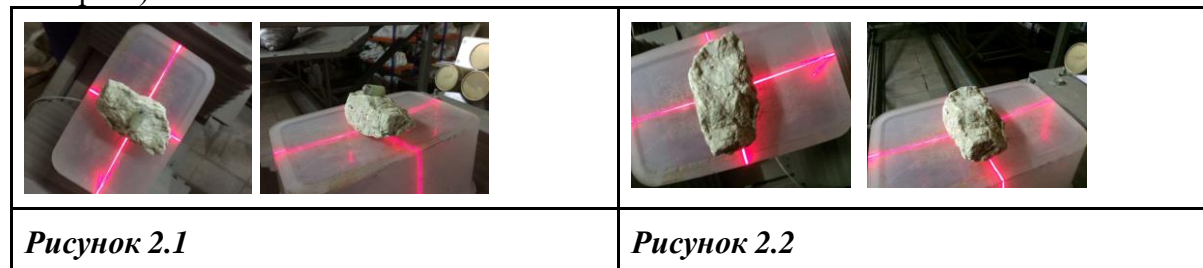
Рисунок 1. Общий вид стенда установки АГП-К.

Результаты измерений

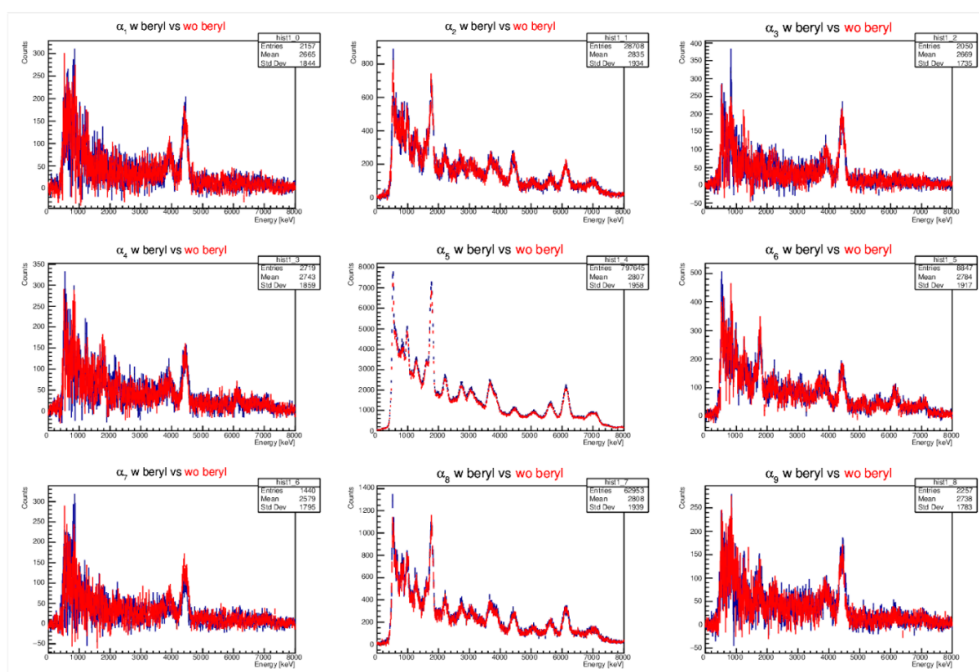
Проведены измерения минерала плагиоклаза и серпентина (с бериллом и без), две конфигурации показаны на рис. 2.1-2.2.

Измерения проводились в режиме 2x30 мин.

Известно, что берилл находится в центральном пучке (рис.3), соответственно в спектрах должно быть отличие в **алюминиевых** линиях: 2231 кэВ, 1014 кэВ, 1809 кэВ, 3004 кэВ, 844 кэВ (элемент алюминий входит в состав кристаллических решеток исследуемых минералов с различным содержанием, индивидуальным для каждого минерала).



Рисунки 2.1-2.2. Схема измерения минерала плагиоклаза и серпентина (в качестве экранирующего элемента горной породы) с бериллом и без, две конфигурации (кристалл берилла закреплен на оборотной стороне минералов, выполняющих роль экранирующего элемента горной породы).



Рисунки 3. Отличие по спектрам в элементе **алюминия** для плагиокалаза (красная линия) и берилла (синяя линия) в максимумах, соответствующих энергиям 2231 кэВ, 1014 кэВ, 1809 кэВ, 3004 кэВ, 844 кэВ.

Как следует из анализа полученных спектральных линий они практически идентичны, элемент бериллий в минерале берилле экранируется спектральной линией алюминия.

Химические формулы типичных минералов вмещающих пород на месторождениях изумруда (в качестве примера приведены минералы вмещающих пород Малышевского месторождения) показаны в табл. 1. Нас интересуют берилл, плагиоклаз и серпентин.

Таблица 1. Типичные минералы вмещающих пород для изумруд-содержащих месторождений.

Номер образца	Минерал	Хим. формула	Номер образца	Минерал	Хим. формула
1	берилл	$Al_2[Be_3(Si_6O_{18})]$	4	серпентинит	$Mg_3Si_2O_5(OH)_4$
2	кварц	SiO_2	5	талек	$Mg_3Si_4O_{10}(OH)_2$
3	плагиоклаз	$NaAlSi_3O_8$ - $CaAl_2Si_2O_8$	6	слюдит	$K(Mg, Fe)_3[Si_3AlO_{10}][OH, F]_2$

Плагиоклаз в такой постановке эксперимента не отличим от такого же минерала + берилл. Также как и в предыдущем случае спектральные линии для алюминия и серпентина практически идентичны. Соответственно, и в случае серпентина и берилла, как и в предыдущем примере, удастся определить элементы, слагающие кристаллическую решетку минерала, и их соотношение, при этом элементы примеси (Cr, V, по наличию которых минерал берилл становится изумрудом), составляющие менее 5% массовой доли элемента, определить невозможно.

Выводы

На стенде конвейерного анализатора «АПП-К» [3], работающего по методу меченых нейтронов, выполнены измерения проб минерала берилла и в качестве экранирующих элементов в составе вмещающей горной породы, минералов плагиоклаза и серпентина.

Минералы полезного компонента в целом приемливо могут быть определены по сочетанию преобладающих элементов в кристаллической решетке (например, Si, O, Al). Определение отдельных элементов в минералах полезного компонента в условиях экранирования образцов преобладающими минералами горной породы (например, Be, V, Cr) требует привлечения новых технологических решений и дальнейшей разработки существующего метода меченых нейтронов.

Библиография

1. Грозданов Д. Н., Федоров Н. А., Быстрицкий В. М., Копач Ю. Н., Русков И. Н. и др. Измерение угловых распределений гамма-квантов в реакциях неупругого рассеяния нейтронов с энергией 14.1 МэВ на ядрах углерода и кислорода // Ядерная физика. 2018. Т. 81. No 5. С. 548–554.
2. Оценка возможности определения элементного состава горных пород с помощью метода меченых нейтронов, препринт ОИЯИ, Р14-2015-52, 2015.
3. Рогов Ю. Н., Сапожников М. Г., Никитин Г. М., Ямов А. В. Использование метода меченых нейтронов для сухого обогащения кимберлитовой руды // Горный журнал. 2018. No 5. С. 58–62. DOI: 10.17580/gzh.2018.05.08
4. Федоров Н. А., Грозданов Д. Н., Копач Ю. Н., Быстрицкий В. М., Третьякова Т. Ю. и др. Измерение выходов и угловых распределений γ -квантов, образующихся при взаимодействии нейтронов с энергией 14,1 МэВ с ядрами магния // Известия Российской академии наук. Серия физическая. 2020. Т. 84. No 4. С. 480–486.

*Лабораторные исследования по намыву штабеля кучного выщелачивания
загрузочными аппаратами с вихревым пульпоприготовлением. Салахов И. Н.*
(МГРИ, salahovin@mgri.ru), Митрушина А. С. (ПАО "Юнипро", mitrushina-98@mail.ru)*

Аннотация

В работе представлены результаты лабораторных исследований по формированию штабеля кучного выщелачивания методом намыва.

Рассматриваются зависимости плотности массива по его длине в зависимости от основных параметров - плотности гидросмеси и ее расхода.

Ключевые слова

Штабель; рассредоточенный намыв; загрузочно-обменные емкости; гидросмесь; намывной массив.

Теория

Формирование штабеля традиционным методом предусматривает отсыпку его сухой горной породой. Однако, формирование штабеля с использованием различных механизмов на транспортно-отвальных работах, а также погрузочных и разгрузочных операциях, в том числе при вывозе выщелоченной горной массы нередко приводит к негативным факторам [1, 4].

Формирование штабеля кучного выщелачивания способом намыва, как альтернативным, новизна которого подтверждена патентом РФ № 2095562 [2], предполагает проведение процесса высококонцентрированными гидросмесями с невысокими скоростями (рассредоточенным выпуском), что позволяет укладывать разупрочненный массив с равномерными плотностными и фильтрационными свойствами по всей его площади за счет отсутствия фракционирования.

Как известно, пониженные скорости выпуска гидросмеси, которые зависят от расходно-напорных характеристик [3], позволяют мелким фракциям оставаться вблизи места выпуска, что в свою очередь характеризует массив однородным фракционным составом по всей его длине. При этом, мелкодисперсные частицы равномерно занимают поровое пространство среди более крупных частиц, снижается коэффициент неоднородности, который влияет на плотность и фильтрацию. Данный фактор, в свою очередь, приводит к тому, что процесс выщелачивания полезных компонентов происходит равномерно в любой точке сооружения.

Стендовые исследования по намыву штабелей для кучного выщелачивания производились в лаборатории «Новые гидротехнологии» с использованием загрузочного аппарата с вихревым пульпоприготовлением.

Для проведения экспериментальных исследований была разработана технологическая схема (рис. 1), которая включает комплекс гидравлического оборудования, расчета конструктивных и технологических параметров, а также датчиков, подключенных к микроконтроллерной плате (Arduino Mega на базе

процессора AtMega 2560), собирающей и записывающей данные в автоматическом режиме.

Подача гидросмеси в загрузочно-обменную емкость (2) осуществлялась по трубопроводу гидроэлеватором (3). Для воды использовался водяной насос (1) Patriot QВ-60. Забор твердого материала производился из зумпфа (4). Избыточное количество жидкости отводилось по трубопроводу в емкость для рабочей жидкости.

После загрузки, аппарат переходил в режим гидротранспортирования. Вода от насоса подавалась к загрузочному аппарату по водоводу через расходомер жидкости YF-S201.

Гидросмесь, поступающая в напорный трубопровод, проходила участок определения действительной (мгновенной) плотности гидросмеси (6). Для этого там установлены весы, на которых располагается акриловая труба, жестко закрепленная с двух сторон.

Намыв гидросмеси осуществлялся рассредоточенным способом. На торце трубопровода смонтирован ультразвуковой расходомер EESIFLO EASZ-10P.

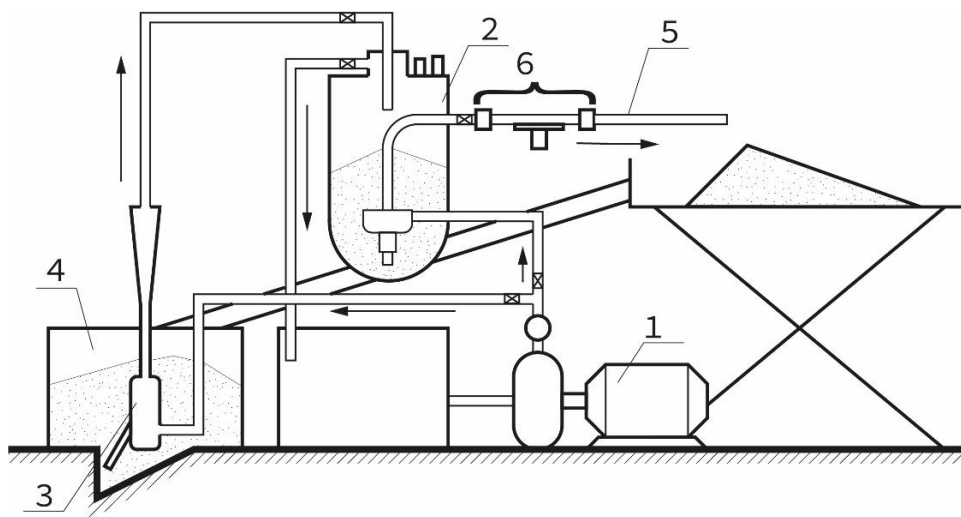


Рисунок 1. Схема стенда. 1 – водяной насос; 2 – загрузочно-обменная емкость; 3 – гидроэлеватор для загрузки емкости; 4 – зумпф с твердым материалом; 5 – рассредоточенный выпуск; 6 – измерительный участок плотности гидросмеси.

Намывной массив формировался при различных технологических режимах гидротранспортирования. Т. к. основной задачей было исследование плотности намытых пород, в зависимости от плотности гидросмеси, соответственно ее параметры изменялись посредством различной подачи жидкости и регулированием длины выходных патрубков.

Замеры действительной плотности гидросмеси производились непосредственно во время ее движения на протяжении всего цикла намыва. Для измерений веса использовался высокоточный мостовой тензодатчик (на 1 кг), который представляет собой алюминиевый брусок, на который с двух сторон прикреплены тонкопленочные резисторы, изменяющие свое сопротивление при деформации. Длина участка $L = 0,4$ м, диаметр трубопровода 0,018 м, объем соответственно $0,000254$ м³ (рис. 2). Также, для контроля производился отбор проб, по которому объемно-весовым способом определялось среднее значение плотности гидросмеси.

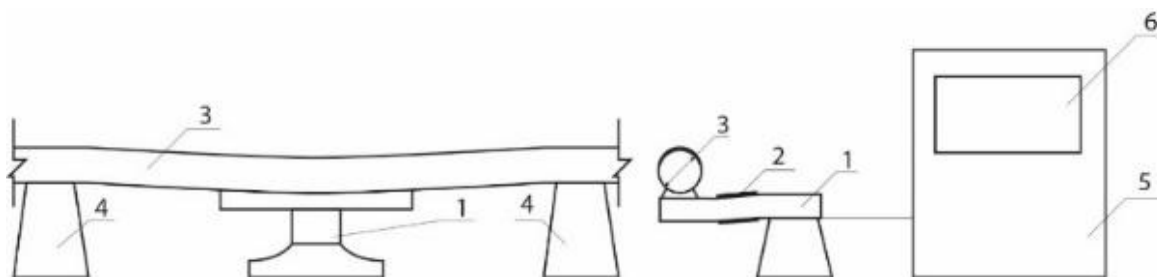


Рисунок 2. Схема участка измерения плотности гидросмеси. 1 – алюминиевый брусок; 2 – тонкопленочные резисторы; 3 – измерительный участок (трубопровод диаметром 0,018 м); 4 – опоры для жесткого закрепления пульповода на измерительном участке; 5 – блок регистрации данных; 6 – дисплей.

Регулирование гранулометрического состава (фракционирования) по длине намываемого сооружения возможно за счет изменения движения гидросмеси и контроля скорости ее выпуска. При намыве с различными скоростями (табл. х) были отобраны пробы для установления плотностных характеристик в различных частях массива. В зависимости от его длины, пробы отбирались в 2-6 точках (2 по ширине, от 1 до 3 по длине). Как показывает исследование, при повышенных скоростях выпуска гидросмеси, плотность по длине массива различается, и при ее снижении соответственно становится однородной. Это также можно объяснить тем, что при низких скоростях, а также высокой концентрации гидросмеси частицы не выносятся потоком жидкости, что соответственно делает штабель равномерным по гранулометрическому составу и плотностным и фильтрационным свойствам одинаковым в любой его точке.

Зависимости плотности намывных пород от плотности и расхода гидросмеси показаны на рис. 3.

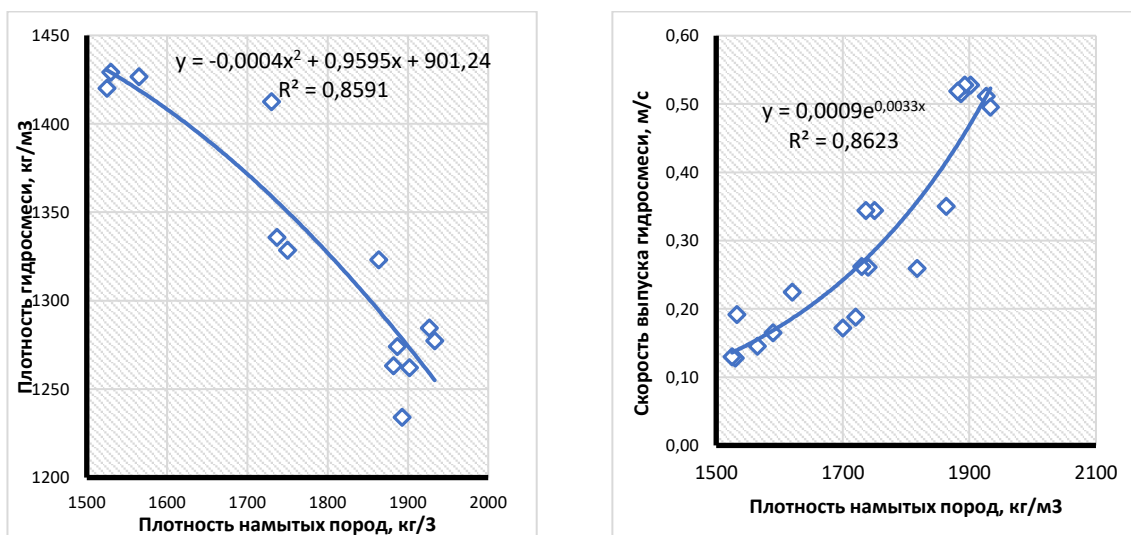


Рисунок 3. Зависимости плотности намывных пород от плотности гидросмеси и скорости ее выпуска.

Профили штабеля показаны на рис. 4.

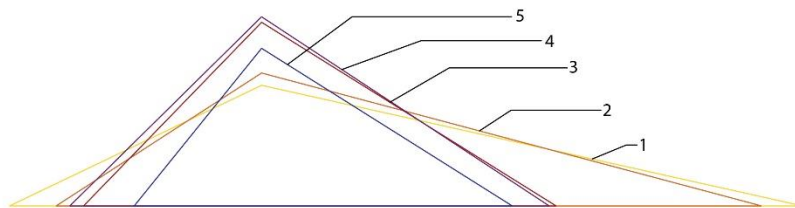


Рисунок 4. Геометрические параметры намывного штабеля в зависимости от параметров гидротранспортирования с рассредоточенным выпуском из 2-4 патрубков. 1 – 4 – выпуск из 2 патрубков; 5 – выпуск из 4 патрубков; 1 - $Q \sim 0,95 \text{ м}^3/\text{ч}$; 2 - $Q \sim 0,63 \text{ м}^3/\text{ч}$; 3 - $Q \sim 0,47 \text{ м}^3/\text{ч}$; 4 - $Q \sim 0,32 \text{ м}^3/\text{ч}$; 5 - $Q \sim 0,47-0,83 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Как видно из рисунка, с уменьшением расхода, длина штабеля снижается, что свидетельствует о том, что фракционирование замедляется с уменьшением скорости.

Выводы

В результате лабораторных исследований установлено, что намыв пород характеризуется компактными размерами и равномерностью плотностных характеристик при низких расходах гидросмеси.

Увеличение плотности гидросмеси с ~ 1250 до $\sim 1425 \text{ кг/м}^3$ показало снижение плотности массива с 1900 до 1500 кг/м^3 , что соответствует 22%.

Библиография

1. Воробьев А. Е. Основные проблемы кучного выщелачивания золота из техногенного минерального сырья // ГИАБ. 2000.
2. Дробаденко В. П., Малухин Н. Г., Скрипченко В. В., Луконина О. А., Мальцев Г. Б., Остроумова И. Д. Способ кучного выщелачивания // Патент на изобретение RU 2095562 C1, 10.11.1997. Заявка № 95121490/03 от 27.12.1995
3. Дробаденко В.П., Салахов И.Н. Особенности определения расходно-напорных характеристик грунтонасосов при работе на гидросмесях различной плотности и грансостава // Недропользование XXI век. 2020. № 6 (89). С. 122-131
4. Фазлуллин М. И. Кучное выщелачивание благородных металлов // -М.: Издательство Академии горных наук, 2001. -647 с.

Обоснование штабеля кучного выщелачивания как отдельного типа гидротехнического сооружения. Салахов И. Н.* (организация, e-mail), Томских Д. Д. (МГРИ, danildtd@gmail.com), Алифашкин А. А. (МГРИ, a.alifashkin@mail.ru)

Аннотация

Рассматриваются различные гидротехнические сооружения и проводится анализ условий их формирования. Обосновывается

Ключевые слова

Штабель кучного выщелачивания, гидротранспорт, гидротехнические сооружения, загрузочные аппараты вихревого пульпоприготовления.

Теория

Гидромеханизированный способ производства земляных работ широко применяется в промышленном, транспортном, гидротехническом и мелиоративном строительстве; при разработке осадочных месторождений, а также месторождений нерудных строительных материалов. Это обусловлено общепризнанными основными преимуществами гидромеханизации, основными из которых являются: поточность технологических процессов; возможность высокой степени механизации и автоматизации всех процессов; постоянное и равномерное потребление мощности; малочисленный обслуживающий персонал; экологичность, особенно в крупных городах или вблизи них и др. [3, 5, 6].

Данным методом возводят намывные сооружения, такие как плотины и дамбы, насыпи под шоссе и железные дороги, хвостохранилища и гидроотвалы, а также основания под аэродромы.

Средствами гидромеханизации в горнодобывающей промышленности сооружают следующие виды намывных сооружений [5, 6]:

- гидроотвалы – для складирования вскрышных пород месторождений, разрабатываемых гидромеханизированным способом;
- шламохранилища (хвостохранилища) – для укладки гидравлическим способом продуктов переработки твердых полезных ископаемых;
- золоотвалы – для гидравлической укладки золошлакового материала;
- шламонакопители и шламоотстойники специального типа – для долговременного хранения или постоянного захоронения различных токсических шламов и других отходов.

Сам процесс намыва происходит за счет организованного осаждения твердых частиц из потока гидросмеси – сложного течения неоднородной жидкости по укладываемой поверхности с уклоном, формирующий намываемый массив.

Помимо вышеперечисленных (традиционных) намывных сооружений, нами предлагается формировать массив штабеля кучного выщелачивания

гидромеханизированным способом (рис. 1), новизна которого подтверждена патентом РФ RU2095562C1 «Способ кучного выщелачивания» [1].

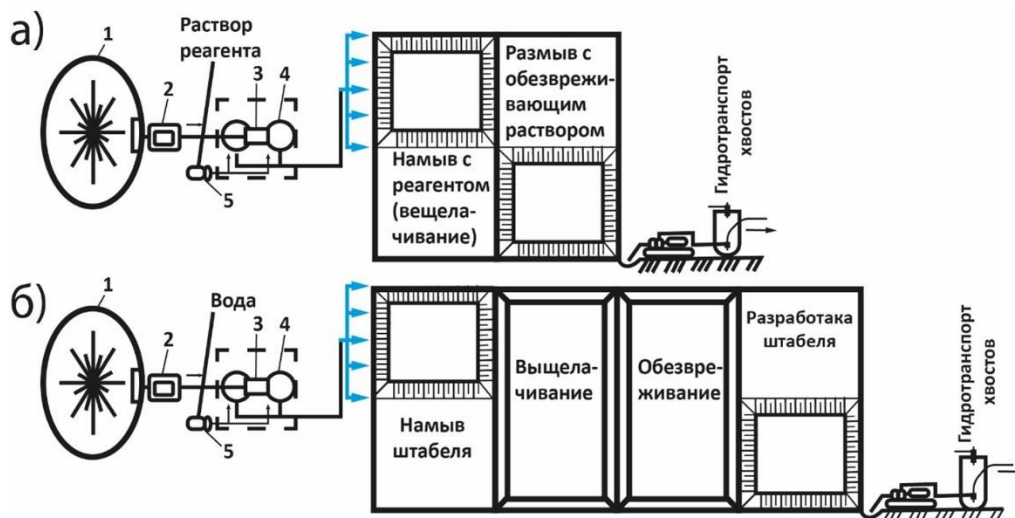


Рисунок 1. Варианты формирования штабеля методом намыва: а – намыв штабеля с раствором реагента и размыв его с обезвреживающим раствором; б – гидронамыв штабеля с последующим выщелачиванием; 1 – навал горной массы; 2 – погрузчик с перегружателем для загрузки; 3 – загрузочный бункер; 4 – гидротранспортный аппарат вихревого пульпоприготовления; 5 – насос для воды или раствора реагента [1].

Необходимым условием для формирования массива штабеля является намыв его высоконасыщенной гидросмесью с объемной концентрацией не менее 20% (оптимально 30-35% и выше) [1, 2].

Однако, если для намыва гидроотвала или плотины по техническим условиям требуется уплотнение этих сооружений: в первом случае для увеличения его вместимости укладываемых пород, во втором – для надежности ограничивающих гидротехнических устройств, то для намыва штабеля необходима разрыхленная структура с приемлемой фильтрационной способностью для проницаемости жидкости (раствора реагента) в нижележащие слои.

Сравнение между основными факторами различных намываемых массивов нами представлены в табл. 1. [2, 4]

Таблица 1.

Сравнение основных факторов намывных сооружений.

Свойство	Гидроотвал	Плотина/дамба	Штабель
1	2	3	4
Размер частиц	В широком диапазоне грансостава	Для безъядерных плотин средnezернистые пески, с минимальным коэффициентом неоднородности, для плотин с ядром -	Крупнокусковые (~200 мм) и шламы (~270 меш), которые проходят агломерацию



		песчано-гравелистые, песчаные и супесчаные	
Вещественный состав	Все частицы должны задерживаться в гидроотвале	При возведении плотин с ядром сбрасываются частицы менее 0,005 мм, при возведении без ядра – частицы менее 0,01 мм	Все фракции горной массы
Форма	Площадное простираие	Узкопрофильное сооружение	Широкопрофильные и узкопрофильные
Уклон поверхности	Присутствует во всех сооружениях		
Рельеф местности	Равнина, балка, косогор, котлован	Равнина, долина, косогор	Равнина, балка, косогор, котлован
Оборот воды (раствора)	Должен быть	Не типично	Должен быть
Высота	Низкие до 10 м Средние 10-30м Высокие более 30 м	Менее 5 5-10 10-15 15-50 Более 50	До 2 м 2-10 м До 30 м Более 30 (дамбовое)
Фильтрация	Желательно	Устройство противо-фильтрационных сооружений	Необходима фильтрация
Схема намыва	Стандартные для всех сооружений		
Однородность состава	Нет	С ядром или без ядра	Рекомендуется
Наличие пруда отстойника	Должен быть	Схемы бывают как с прудком, так и без, при намыве неоднородных пород, прудок должен быть	Возможно
Зоны намыва	Упорные призмы, ядро, Промежуточные зоны	Упорные призмы, ядро	Желателен однородный намытый массив
Породы	Вскрышные породы, хвосты обогащения и др. отходы производства	Песчаные породы. Гравийные частицы следует использовать для упорных призм, а суглинки и глины — для ядра.	Крупнокусковые (до 200 мм) и мелкозернистые, шламы
Плотность намытых пород	Высокая	Высокая	Разуплотненная

Выводы

Проведенные исследования и анализ показали возможность формирования штабелей кучного выщелачивания с установленными параметрами. Однако для эффективного их сооружения необходимы следующие условия: невысокий расход гидросмеси и ее высокая концентрация, для чего применяется рассредоточенный способ намыва, а в качестве гидротранспортной установки – загрузочные аппараты вихревого пульпоприготовления.

Библиография

1. Дробаденко В. П., Малухин Н. Г., Скрипченко В. В., Луконина О. А., Мальцев Г. Б., Остроумова И. Д. Способ кучного выщелачивания // Патент RU 2 095 562 С1, опубл. 10.11.1997.
2. Дробаденко В. П., Салахов И. Н. Обоснование технологии сооружения штабелей кучного выщелачивания методом намыва гидротранспортными установками // Недропользование XXI век. 2022. №2. С. 22-29.
3. Нурок Г. А. // Процессы и технология гидромеханизации открытых горных работ // М.: Недра, 1985. -471 с.
4. Салахов И. Н. Анализ способов формирования штабелей минерального сырья для кучного выщелачивания // Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых. Материалы 15 Международной научной школы молодых ученых и специалистов. 2021 С. 120-123
5. Смолдырев А. Е. Гидравлический и пневматический транспорт в металлургии и горном деле, Металлургия, М. 1967. -367 с.
6. Ялтанец М. И. Справочник по гидромеханизации // - М.: Горная книга, 2011. - 736 с.

Анализ развития коррозии горного оборудования, работающего в сложных климатических и горно-геологических условиях Анголы. Шведов И.М. (НИТУ МИСус, svirell@mail.ru), Жоау А.А. (НИТУ МИСус, andrecabeto@gmail.com)*

Аннотация

Выполнен анализ возникновения и рассмотрена модель механизма газовой коррозионной активности на стальных элементах горного оборудования, работающего в условиях возрастающей агрессивной внешней среды, для сложных горно-геологических условий Республики Анголы.

С учетом анализа сезонной температурной вариации был выполнен расчет скорости роста оксидной пленки и величины её поверхностной энергии. На основе полученных результатов был предложен лазерный способ очистки поверхности как наиболее эффективный и экологически целесообразный.

Ключевые слова

Горное оборудование, коррозия, климатические условия, лазерная очистка

Целью работы являлось моделирование и анализ механизма возникновения и развития коррозии горного оборудования для климатических и горно-геологических условий Республики Ангола.

Ангола представляет собой один из богатейших рынков полезных ископаемых в мире, где имеются значительные запасы золота, алмазов, железной руды и редкоземельных минералов, что приводит к развитию крупномасштабных горнодобывающих работ в ключевых сырьевых бассейнах. Лидирующее положение в минеральных запасах страны занимает добыча алмазов, объем которых, на сегодняшний день, составляет 1,2 миллиарда долларов, что делает Анголу четвертым по величине производителем в мире и вторым по величине в Африке. Сейчас, стремясь к дальнейшей диверсификации экономики за счет ускоренной разведки и добычи полезных ископаемых, южноафриканская страна находится на пути интенсификации горнодобывающей промышленности.

Республика Ангола находится в тропическом поясе с сезонными перепадами температуры окружающей среды и сезоном затяжных дождей, в последнее время наблюдается возрастание негативного влияния антропогенных факторов за счет вырубке тропических лесов для добычи полезных ископаемых, урбанизации территории, что приводит к сдвигу величины рН дождевой воды и грунтовых вод в более кислую среду (рН = 5,3–6,2).

Климатические условия, большой объём водонасыщенных песчано-глинистых грунтов на горных работах способствуют возрастанию агрессивности внешней среды, что сопровождается интенсификацией коррозионных процессов на стальных элементах горнодобывающего оборудования.

Коррозия – это самопроизвольное разрушение металлов в ходе их химического, электрохимического или биохимического взаимодействия с окружающей средой. Причиной коррозии является термодинамическая неустойчивость металлов к воздействию внешней среды (температура, влажность и рН).

Коррозию классифицируют на два типа или механизма – сухую (химическую) и влажную (электрохимическую), итогом в обоих случаях является появление на поверхности металла гидроксида железа – ржавчины, представляющий собой минерал лимонит $\text{FeO}(\text{OH}) \cdot n\text{H}_2\text{O}$. Известно, что основными факторами, провоцирующими развитие коррозии горного оборудования, являются температура окружающей среды, относительная влажность, а также величина pH [1]. Так при температуре воздуха от 25°C и выше резко возрастает скорость роста оксидной пленки и при температуре более 30°C составляет порядка 1,6 мм/год, повышение относительной влажности воздуха от 75% увеличивает скорость коррозии в 4-5 раз, а сдвиг показателя pH ниже значения $\text{pH}=5,5$ приводит к повышению растворимости оксидов железа и усилению коррозии [2]. Для анализа развития коррозии была выбрана модель образования оксидной пленки за счет газовой коррозии – взаимодействия кислорода воздуха с ионами металла (железа). При этом толщина оксидной пленки может составлять от 1,5 до 4 нм за неделю при температуре воздуха $+30^\circ\text{C}$ (такая температура характерна для жаркого сухого периода). Для исследования скорости роста оксидной пленки в климатических условиях Анголы были использованы данные наблюдений за сезонными температурными вариациями.

Для нахождения толщины роста пленки во времени в зависимости от температуры использовалось уравнение Аррениуса, для данного температурного диапазона эта зависимость соответствует логарифмическому закону.

Выражение для логарифмического закона роста толщины δ пленки коррозии:

$$\delta = \ln(k\tau), \quad (1)$$

где k – константа скорости коррозии от температуры, которую можно найти, используя уравнение Аррениуса:

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (2)$$

где A – предэкспоненциальный множитель уравнения Аррениуса,

E_a (кДж/моль) – величина энергии активации процесса коррозии, R – универсальная газовая постоянная, $R = 8,314$ Дж/(моль·К); τ – время наблюдения за процессом (задается исходя из задачи наблюдения, ч, сут, месяц, год); T – абсолютная температура, К.

Для решения этой задачи в количественном выражении использовалось правило Вант-Гоффа, которое гласит, что для большинства химических реакций повышение температуры на 10К увеличивает скорость реакции в 2–4 раза, математически это будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{W(T_2)}{W(T_1)} = \gamma^{0,1(T_2-T_1)}, \quad (3)$$

где γ – температурный коэффициент скорости реакции.

Решение уравнения (3) выполнено графическим способом, полагая, что точка пересечения построенных графиков будет соответствовать константе для химической реакции в данном температурном диапазоне (рисунок 1).

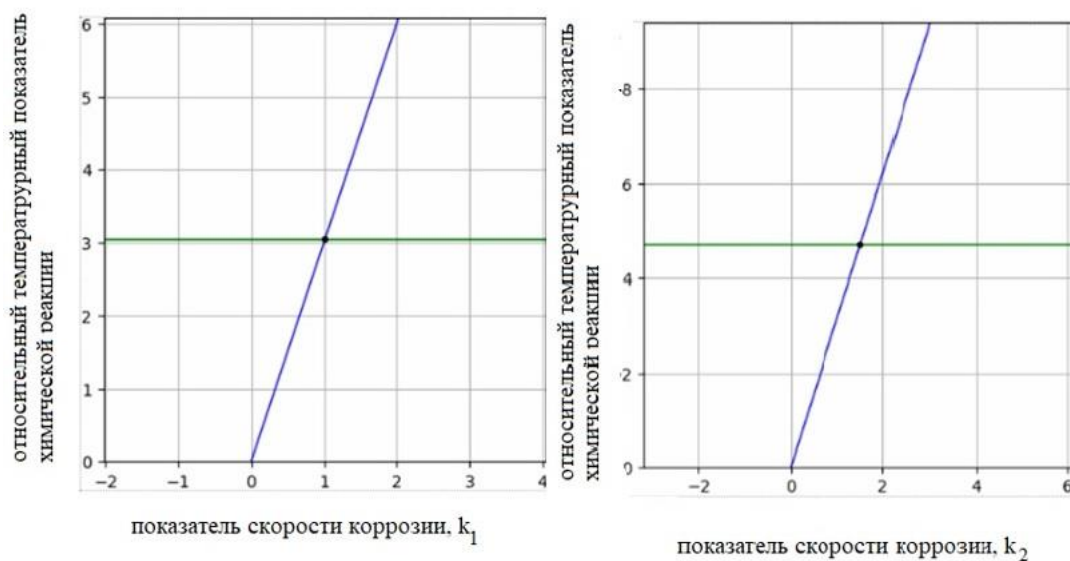


Рисунок 1. Нахождение константы скорости коррозии k_1 для зимнего и k_2 для летнего периодов.

Из графиков находим $k_1 = 1$ для зимнего периода и $k_2 = 1,8$ для летнего периода.

Зная константы скорости роста оксидной пленки (коррозии), можно оценить во сколько раз будет возрастать толщина δ такой пленки при условии равномерной атмосферной (газовой) коррозии в течение 6 месяцев для условно зимнего и летнего периодов.

В соответствии с логарифмическим законом роста пленки (1) нетрудно получить, полагая начальную толщину пленки равную нулю, значения для относительных величин δ для зимних и летних условий.

Для зимних условий расчетное относительное увеличение коррозионного слоя составляет 1,5 раза, для летних условий в 2,7 раза.

Для оценки сложности очистки поверхности горного оборудования от коррозионной оксидной пленки был выполнен расчет величины поверхностной энергии образующегося в результате коррозии оксида железа. Выполненные исследования показали, что образующаяся оксидная пленка представляет полиморфную модификацию гематита γ - Fe_2O_3 – маггемит. Расчет величины поверхностной энергии был выполнен для кристаллических соединений с ионно-ковалентным типом связей [3]:

$$E^s = (1 - f^s) \frac{D \cdot n}{4N_A \cdot S} \quad (4)$$

где f^s – степень ионизации поверхностных атомов;

D – энергия двухцентровых ионно-ковалентных связей, которые рвутся при разрушении (раскалывании) кристалла по плоскости (hkl) на две части.

$N_A = 6 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹ – число Авогадро; n – число разрываемых связей кристалла, S – площадь плоскости (hkl).

Подставляя численные значения для маггемита в формулу (4), получили величину поверхностной энергии $E^s = 5,16$ Дж/м², а затем величину твердости «царапанья» (очистки от коррозионной пленки) поверхности по модифицированной шкале Мооса (H=12). Величина твердости оксидной пленки показала неэффективность использования традиционных способов очистки поверхности от коррозии, таких как пескоструйная обработка, кислотное травление, механическая очистка.

Анализ современных методов показал перспективность использования технологии лазерной очистки поверхностей, основанной на эффекте мгновенного испарения частиц (абляции) поверхностного слоя [4,5].

В качестве инструмента воздействия целесообразно использовать высокоинтенсивные лазеры для создания ударной волны, например, твердотельный Nd:YAG-лазер с модуляцией добротности, что особенно эффективно для обработки как сухих поверхностей, так и в условиях повышенной влажности, используя оптогидродинамический эффект.

Выводы

1. На основе выполненного анализа установлено преобладание атмосферной коррозии на горных предприятиях Анголы, протекающей по влажному, электрохимическому типу с образованием оксидной пленки из γ – Fe_2O_3 , маггемита, полиморфной модификации гематита, обладающей кубической сингонией и ферромагнитными свойствами.
2. Выполнен расчет толщины роста оксидной пленки коррозии от сезонных температурных вариаций, характерных для Анголы, с использованием уравнения Аррениуса. В зимних условиях относительное увеличение коррозионного слоя составляет 1,5 раза, для летних условий в 2,7 раза.
3. Произведен расчет величины поверхностной энергии для оксидной пленки из γ - Fe_2O_3 (маггемита), величина поверхностной энергии составила $E^s = 5,16 \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2}$.
4. Предложен способ очистки поверхности с использованием твердотельных импульсных лазеров с режимом модуляции добротности как наиболее эффективный и экологически обоснованный.

Библиография

1. Власов С.Г., Немчинова Н.В. Зелинская Е.В. Характеристика агрессивной среды, воздействующей на надежность эксплуатации горного оборудования//Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №1 (2017), <http://naukovedenie.ru/PDF/41TVN117.pdf>
2. Rhett Colin Hassell. Corrosion of Rock Reinforcement in Underground Excavations // Western Australian School of Mines, Department of Mining Engineering and Surveying – February 2008, -227 p
3. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. М.: Мир, 1979.-567 с.
4. Bondar’A.M., Mukhamedgalieva A.F., Shvedov I.M. The mechanism of the irreversible burning in infrared spectral line by laser action on silicates. Spectral hole-burning and luminescence line narrowing: Science and Applications, Optical Society of America // Technical Digest Series – v.22 – 1992 – 134 p.
5. G. Vereecke, E. Rohr, and M. M. Heyns, “Influence of Beam Incidence Angle on Dry Laser Cleaning of Surface Particles”, Appl. Surf. Sci. 157, 67 (2000).

Исследование влияния влажности солеотходов на эффективность процесса транспортировки по закладочному трубопроводу. Яковлев И.В. * (ИПКОН РАН, yakovlev_il@ipkonran.ru), Князькин Е.А. (ИПКОН РАН, steex173@gmail.com).

Аннотация

При транспортировке сыпучих материалов на большие глубины по вертикальному трубопроводу с перепускными или накопительными бункерами происходит уплотнение транспортируемого материала, вследствие соударения вертикально перемещаемых солеотходов в полости бункеров-приемников. В связи с этим, возникает риск закупоривания проходного сечения, как трубопровода, так и бункеров.

В публикации установлена зависимость уплотнения исходных соляных отходов при влажности 0,5%, 4%, 8%. Исследование влияния влажности солеотходов при различных режимах нагрузки показало, что чем выше значения влажности испытуемых образцов, тем меньшую нагрузку требуется приложить для увеличения показателей уплотнения при транспортировке по закладочному вертикальному трубопроводу.

Ключевые слова

Месторождение калийных солей, логистическая схема, солеотходы, влажность, закладочный трубопровод.

Источники финансирования

Исследования выполняются в рамках темы ИПКОН РАН FMMS-2021-0001.

Теория

Поскольку глубина разработки Гремячинского месторождения калийных солей достигает 1200 м, а глубина вертикальных закладочных трубопроводов, расположенных в клетьевом стволе, превышает 1000 м, скорость падения сыпучих закладочных материалов будет достигать 140 м/с на нижних отметках ствола, что обуславливает высокое динамическое воздействие на оборудование в нижней части ствола [1-2]. Для гашения такой энергии в закладочных трубопроводах и приемном бункере солеотходов необходимо предусмотреть каскад буферных устройств, для защиты подземных коммуникаций от вибрационных и ударных нагрузок.

С целью повышения эффективности и избегания аварийных ситуаций при транспортировке по вертикальному закладочному трубопроводу, смонтированному в стволе подземного рудника, смесей, обезвоженных солеотходов, проведено исследование влияния нагрузки на образцы солеотходов с различными показателями влажности.

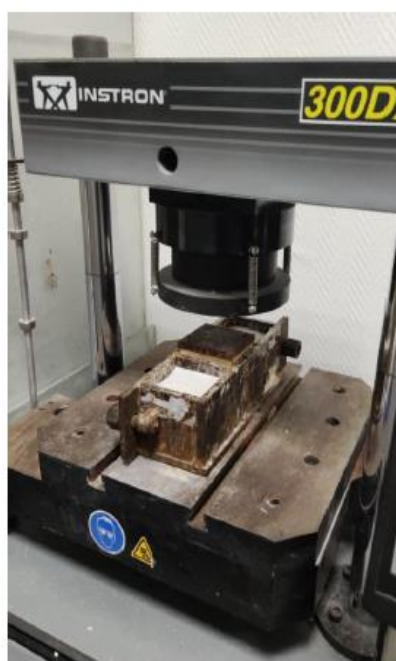
Объект исследований – солеотходы Гремячинского ГОКа. Солеотходы - преимущественно представлены классом крупности, крупнее 0,1 мм (90%): -0,5+0,25мм (30,74%), -1+0,5мм (30%), -0,25+0,1 (13,33%), +1 (17,19%). Анализ минерального состава солеотходов обогатительной фабрики Гремячинского ГОКа показал, что солеотходы представлены галитом (82%), ангидритом (9%), сильвинитом (1%) и полигалит (1%).

В соответствии с разработанной программой, исследование логистической схемы глубокого рудника включало проведение лабораторного эксперимента по определению пресом сжатия образцов с различной влажностью. Для этого было изготовлено 12 образцов кубической формы из солеотходов и шламов (табл.1) с различной степенью влажности 8 %, 4%, 0,05 %, соответственно.

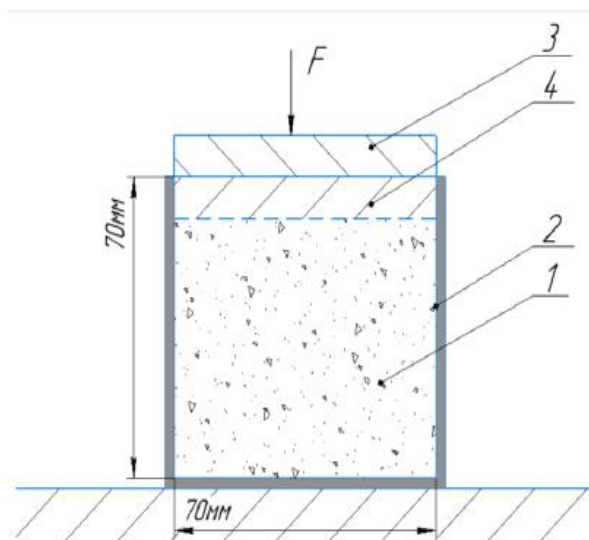
Таблица 1. Состав исследуемого образца сухой части закладочной смеси

Компоненты
Солеотходы
Шламы

Анализ экспериментальных данных показал, что чем выше значение влажности в испытуемых образцах, тем меньше требуется приложить нагрузки для увеличений показателей уплотнения. Такой результат был зафиксирован после нагружения образцов на сжатие, с перемещением опорной пластины гидравлического пресса с уплотнением образцов (рис.1) с шагом 5, 10 и 15 мм.



а)



б)

Рисунок 1. Схема нагружения образцов на прессе на одноосное сжатие в испытательном комплексе Instron при заданном перемещении: 1 – образец закладочной смеси; 2 – кубическая форма; 3 – исходное положение опорной пластины; 4 – конечное положение пластины; F – вертикальная нагрузка.

Методика испытаний заключалась в следующем: производилась равномерное заполнение стандартных форм с размером граней 70×70×70 мм подготовленным составом смеси требуемой влажности, массой 365 г., Верхняя грань накрывалась металлической пластиной, размером 70x70x10 мм, которая в дальнейшем служила опорой для равномерной передачи нагрузки от гидравлического пресса на исследуемый образец смеси солеотходов [3-4]. Образцы устанавливались под гидравлический пресс Instron-300DX с соответствующим программным обеспечением (рис.1, а), которым задавалось перемещение опорной пластины с шагом 5, 10 и 15 мм. Схема нагружения образца представлена на (рис.1, б), где 1 - образец сухой части закладочной смеси; 2 –

кубическая форма; 3 – начальное положение опорной пластины, 4 – конечное положение пластины. В результате проведенного эксперимента установлено, что влияние влажности солеотходов обратно пропорционально силе, необходимой для изменения объема образца на одну и ту же величину.

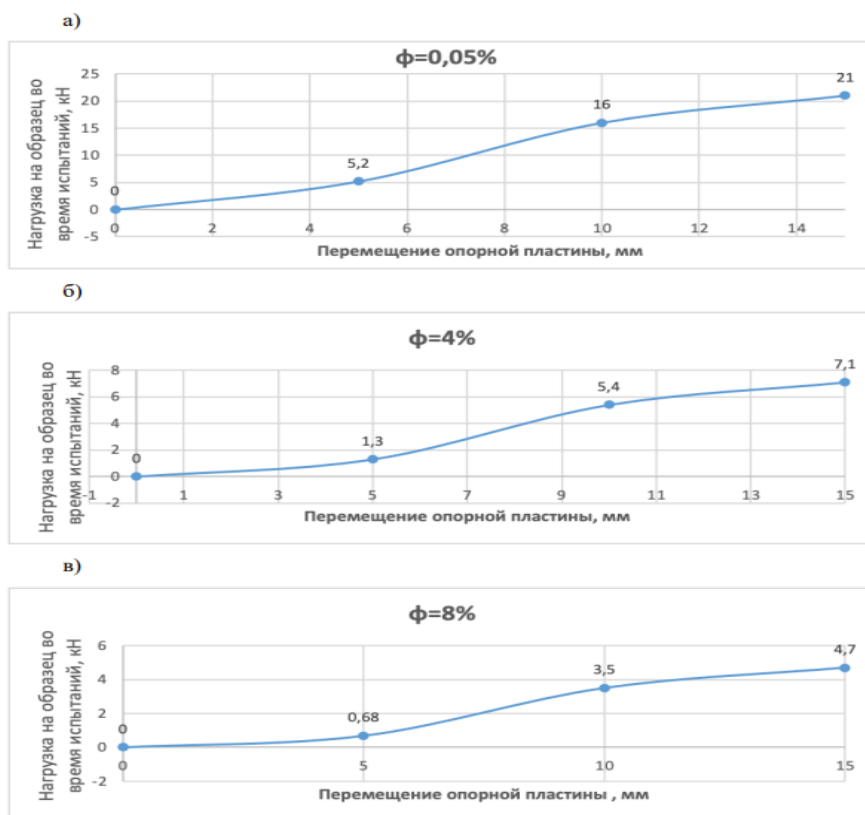


Рисунок 2. Диаграмма деформирования под сжимаемой нагрузкой образцов солеотходов с влажностью: а – 0,05%; б – 4%; в – 8%.

Анализ экспериментальных данных (рис.2) показал, что чем выше значение влажности испытуемых образцов, тем меньше требуется приложить нагрузки для достижения соответствующих показателей уплотнения. Так, например, при увеличении влажности образцов с 0,05% до 8% для объемного уплотнения на 15 мм требуется приложить в 4,5 раза меньшую силу.

Выводы

Уплотнение исследуемых образцов повышается с увеличением их влажности. Результаты проведенного эксперимента говорят об необходимости обезвоживания солеотходов и дополнительного обеспечения конструкции трубопровода устройствами и узлами, снижающими нагрузку на транспортируемые солеотходы при вертикальном перемещении по трубопроводу, для исключения закупоривания.

Библиография

1. Анализ деформирования соляных пород гремячинского и верхнекамского месторождений в лабораторные условия. И.А. Морозов, А.А. Ударцев, И.Л. Паньков. 2020

2. Изучение особенностей деформирования соляных пород при длительном нагружении. Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование» Асанов В.А., Паньков И.Л. 2010.
3. Методическое пособие по определению характеристик прочности и деформируемости грунтоцемента в лабораторных условиях. Москва 2020
4. Прочность и деформируемость горных пород. Карташов Ю.М., Матвеев Б.В., Михеев, Г.В., Фадеев А.Б. – М.: Недра, 1979. – 269

Применение программных продуктов *Micromine Geobank* и *Geobank For Field Teams* для сбора информации и ведения базы данных на стадии эксплуатационной разведки. *Осташева М.А.* * (ООО ГРК «Амикан», *OstashevaMA@polymetal.ru*), *Мелешко Н.П.* (ООО ГРК «Амикан», *meleshko@polymetal.ru*)

Аннотация

Системы управления данными широко используются современными предприятиями при проведении специфических работ в геологоразведочной и добывающей отраслях. В настоящей работе рассматриваются вопросы применения продуктов *Micromine Geobank* и *Geobank For Field Teams* для создания базы данных, а также сбора и обработки первичной геологической информации. Использование программного пакета *Micromine Geobank* с гибкой конфигурацией настроек импорта фотодокументации с внешних носителей при геометризации рудных тел обеспечивает более качественное и достоверное проектирование добычных работ. В работе анализируются экономическая эффективность применения продуктов *Micromine* и сторонних приложений на примере затрат Ведугинского месторождения.

Ключевые слова

Micromine Geobank, система управления базами данных, ГИС, добывающая отрасль

Теория

В настоящее время для систематизации и анализа информационных потоков предприятия применяются геоинформационные системы, которые позволяют осуществлять сбор, хранение и обработку всего объёма данных в цифровом формате. Учётывание всего объёма оцифрованной первичной информации для решения задач по оценке запасов и моделированию определяет успешность проведения работ на добывающем предприятии. Одной из основных задач специалистов геологической службы является создание базы данных (БД), информация из которой должна отвечать необходимым критериям качества таким как, как актуальность, достоверность, точность и достаточность для принятия решений, защищённость и пополняемость. Использование традиционных методов для сбора и управлениями информационными потоками современного предприятия, исходящими из различных источников (маркшейдерские съёмки, полевая геология, данные о результатах лабораторных исследований и др.), практически невозможно без ущерба для актуальности и качества данных. Для хранения и обработки данных на рынке профессионального программного обеспечения существует отдельный сегмент программ, так называемые СУБД (системы управления базами данных).

Специально для геологических баз данных предусмотрено решение *Micromine Geobank*. *Micromine Geobank* является основным компонентом системы и обеспечивает гибкую и эффективную среду для систематизации и централизованного хранения информации. *Micromine Geobank For Field Teams* – программный продукт для полевых работ, предназначенный для сбора и проверки данных в режиме реального времени при процессах бурения, отбора проб и съёмки.

Использование Micromine Geobank For Field Teams позволяет выявлять и минимизировать ошибки при вводе данных, проверяя их и применяя разнообразные средства контроля, а также оптимизировать временные затраты за счёт совместимости решения с различными устройствами, такими как весы, магнитометры, GPS-трекеры, сканеры штрих-кодов и камеры. Импорт фотодокументации с внешних носителей расширяет функциональные возможности и позволяет использовать весь объём информации для процессов геометризации рудных тел. На рис.1 показан интерфейс Geobank For Field Teams, который гибко настраивается под специфические требования предприятий геологоразведочной и добывающей отраслей.

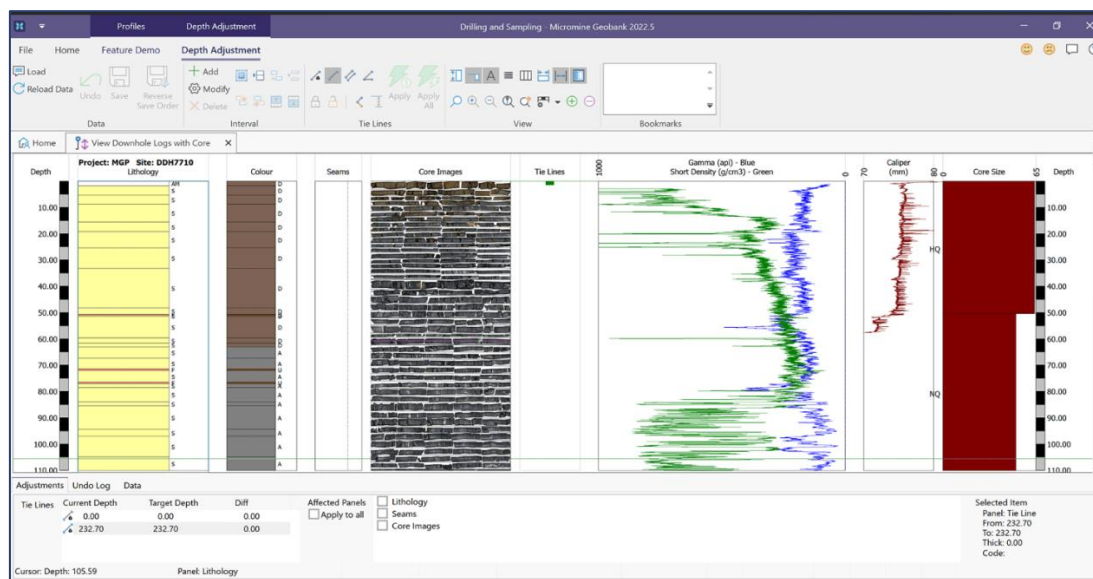


Рисунок 1. Интерфейс Geobank For Field Teams для просмотра документации ядра с импортированными коротажными данными и фотодокументацией.

Ситуации, связанные с потерей, неточностью или недостаточностью первичной геологической информации, неминуемо влекут за собой издержки и зачастую являются необратимыми. Применение СУБД Micromine Geobank на месторождениях позволяет консолидировать все геологические данные, осуществлять проверку входящей информации, унифицировать отчётность, а также автоматизировать ряд процессов, сократить время их выполнения и минимизировать ошибки.

На рудниках разубоживание руды вызывает непроизводительные затраты средств на отбойку и транспортировку пустых пород. Рудник несёт существенный ущерб от разубоживания, так как отпускные цены на руду устанавливаются соответственно содержанию в ней полезных компонентов. Снижение процента разубоживания может являться эффектом от использования программного решения Micromine Geobank в совокупности со сторонним программным обеспечением, оснащённым функцией экспорта фотодокументации. Для проведения теоретического расчёта экономического эффекта смоделирован процесс оконтуривания рудного тела в подземной горной выработке с двумя различными наборами вводной информации. На рис.2 отображён первый стандартный набор параметров для моделирования: информация из базы данных по опробованию выработок (скважины, борозда по забою подземной горной выработки). Геометризация рудного тела происходит только с учётом пространственного положения проб и содержаний полезного компонента в них. На рис.3 показан набор данных, полученных при использовании комплекса программного обеспечения Micromine

Geobank For Field Teams и стороннего приложения RockMapper. Очевидно, что при процессах моделирования со стандартным набором данных (при первом варианте, рис.2) не были учтены тектонические структуры, что может привести к существенному увеличению процента разубоживания при отработке руды.

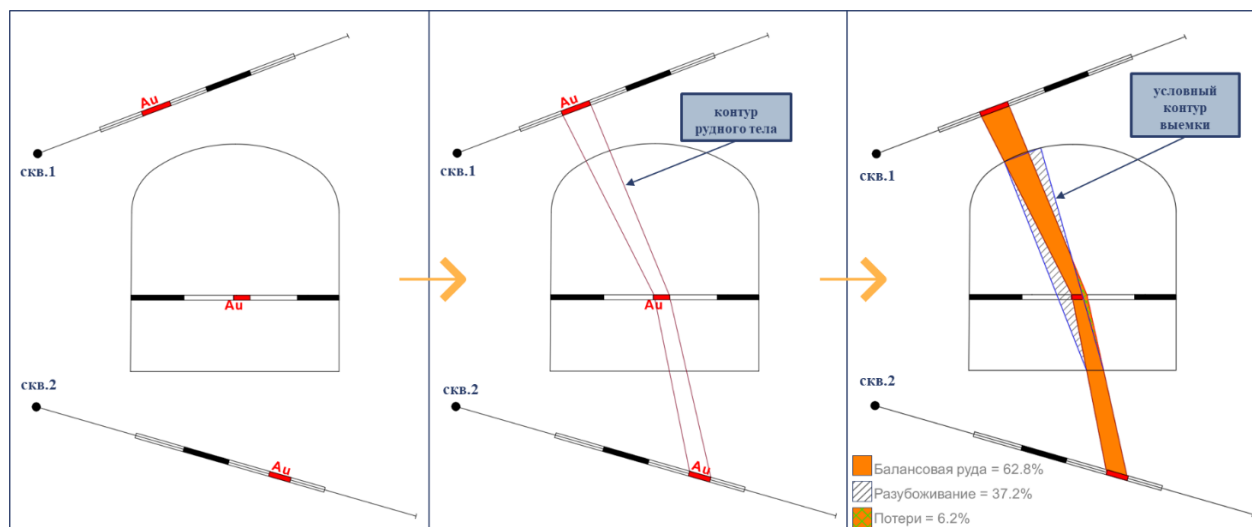


Рисунок 2. Выкладка для расчёта ожидаемого экономического эффекта со стандартным набором геологической информации (вариант 1).

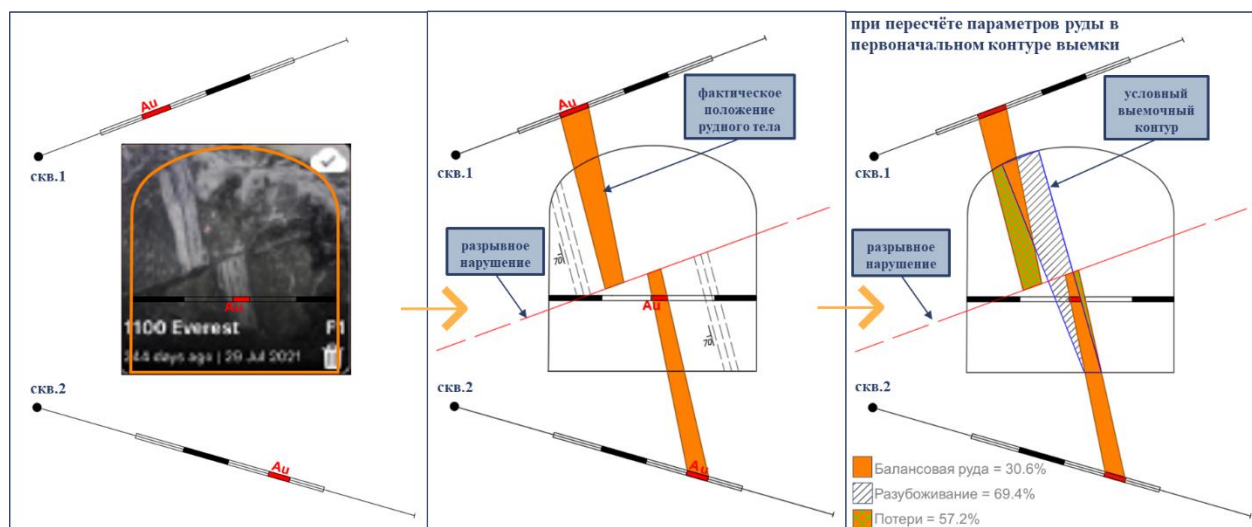


Рисунок 3. Выкладка для расчёта ожидаемого экономического эффекта с дополненным первичными геологическими данными набором геологической информации (вариант 2).

Алгоритмы проверки данных и использование широких функциональных возможностей Micromine Geobank For Field Teams позволяют минимизировать ошибки в геометризации рудных тел и в распределении полезного компонента. При средних показателях годовой добычи в 120 тысяч тонн руды недопущение подобных ошибок оконтуривания рудного тела в 5% объёма годовой добычи позволяет предприятию не совершать непроизводительные затраты в размере \approx 22 млн. рублей. Теоретический расчёт экономического эффекта приведен на рисунке №4.

Годовые показатели добычи – 100% объёма			
Товарная руда	100%	120 000	ТОНН

Балансовая руда	60%	72 000	тонн
Разубоживание	40%	48 000	тонн
Теоретический расчет для 5% объема годовой добычи			
Товарная руда	5%	6 000	тонн
Балансовая руда	60%	3 600	тонн
Разубоживание	40%	2 400	тонн
Снижение разубоживания на 30% :			
2400 тонн * 30% =		720	тонн
Стоимость добычи 1 тонны			30 000 Р
720 тонн * 30 000 Р =		21 600 000.00 Р	

Рисунок 4. Расчет экономического эффекта.

Учитывание всего объема оцифрованной первичной информации в удобном для моделирования виде в дальнейшем обеспечит экономически эффективное и рациональное извлечение запасов с последующей переработкой.

Выводы

Использование пакета продуктов Micromine Geobank и ПО RockMapper при геометризации рудных тел обеспечит более качественное и достоверное проектирование добычных работ и эффективность последующего извлечения полезного компонента. Также применение полного пакета Micromine Geobank и Geobank For Field Teams на всех этапах производства работ позволяет минимизировать количество ошибок при ручном вводе, формировать централизованную и стандартизированную базу данных, повысить уровень информационной безопасности и качество входной информации.

Благодарности

Особая благодарность выражается главному геологу ООО ГРК «Амикан» Малолыченко Андрею Николаевичу за оказание всесторонней поддержки.

Библиография

1. Геобанк (Geobank) как инструмент пополнения геологической БД// Специализированный журнал Глобус: геология и бизнес. – 2021 – №3.
2. Геобанк Мобайл (Geobank Mobile). Руководство пользователя. Micromine, 2020. – 19 с.
3. Мамедли Р.Э. Системы управления базами данных: учебное пособие / Мамедли Р.Э. – Нижневартовск: Нижневартовский государственный университет, 2021. — 213 с. — ISBN 978-5-00047-585-0.
4. Промышленная система управления базами данных Micromine Geobank в геологической службе компании АО «Полиметалл УК» // Специализированный журнал «Золото и технологии». – 2021 – №1.
5. Rock Mapper. Paperless Rock Face Mapping & Sampling. Руководство пользователя. Rock Mapper, 2022. – 13 с.