

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ**

на правах рукописи

Маштаков Александр Сергеевич

**Инженерно-геологические аспекты обеспечения устойчивости инженерных
сооружений месторождений Каспийского моря
(на примере нефтяных платформ)**

Специальность 25.00.08:
«Инженерная геология, мерзлотоведение
и грунтоведение»

Диссертационная работа
на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.В. Пендин

Москва - 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ И МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ЯВЛЕНИЙ...	13
1.1. Состояние теоретической и методической базы моделирования опасных геологических процессов и явлений на шельфовых проектах (включая Каспийское море).....	13
1.2. Состояние теоретической и методической базы метода аналогий.....	19
1.3. Обзор аварийности на нефтегазовых объектах в мире.....	24
1.4. Анализ требований Российских нормативных документов о необходимости мониторинга технического состояния морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС).....	33
Выводы.....	38
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	40
2.1. Основные данные о месторождениях и инженерно-геологической характеристики Каспийского региона	40
2.2. Геологическое строение, рельеф дна и тектоника Каспийского моря.....	46
Выводы.....	66
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ АНАЛОГИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ МСП И СПБУ	68
3.1. Методика исследований.....	68
3.2. Оценка влияния внешних динамических воздействий на устойчивость МСП и СПБУ.....	98
3.3. Оценка влияния мелкозалегающего газа на грунтовое основание МСП и СПБУ.....	103
Выводы.....	109
ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЛИЯНИЮ «ОПАСНОГО ГАЗА» И «ВНЕШНИХ ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ» НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙНОГО ФУНДАМЕНТА МСП И НА ОЦЕНКУ ЗАГЛУБЛЕНИЯ ОПОРНЫХ КОЛОНН СПБУ	111
4.1. Влияние присутствия свободного газа на грунты.....	111
4.2. Влияние внешних динамических воздействий и «опасного газа» на результаты расчетов несущей способности свайного фундамента МСП и оценки заглубления опорных колонн СПБУ	121
Выводы.....	158
ГЛАВА 5. ПРИМЕР ВОЗМОЖНОГО ПРОЕКТА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ЗА ОБЪЕКТАМИ МНГС (НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ).....	157

5.1. Общие сведения возможного проекта автоматизированного мониторинга за объектами МНГС (на примере месторождения Им. В. Филановского).....	157
5.2. Оценка опасного состояния свайного фундамента на примере одной из нефтяной платформы на Каспийском море.....	176
Выводы.....	183
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	185
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	189
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	190
ПРИЛОЖЕНИЕ. Документы о внедрении результатов диссертационной работы.....	213

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследований.

Переориентация на освоение морских нефтегазовых месторождений – одно из наиболее значимых направленностей формирования сегодняшней нефтегазодобывающей индустрии мира. В связи с растущими потребностями человечества в энергии и сырье, существенным истощением материковых ресурсов все более актуальной задачей становится освоение морских нефтегазовых месторождений, которое является одним из максимально небезопасных видов человеческой деятельности.

Морские нефтегазопромысловые сооружения относятся к опасным производственным объектам и характеризуются высокой аварийностью. По данным Британской Ассоциации нефтегазовой индустрии, на континентальном шельфе за период с 1990 по 2007 гг. только на стационарных платформах произошло более 6000 несчастных случаев и опасных событий. В США за период с 2000 по 2011 гг. в результате аварий на морских нефтегазовых сооружениях погибло около 70 человек, 1349 человек получили травмы различной степени тяжести. Экономический ущерб от потери одной нефтяной платформы составляет от 200 до 1000 млн долл. США, а масштабные разливы нефти способны привести к экологической катастрофе [99]. Поэтому необходимо проводить комплексную экспертизу критериев определения вероятных последствий от аварий и технических проектов, а также стремиться к созданию сбалансированной совокупности проектных, нормативных положений, технических, практических мероприятий и организационных решений при освоении и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений.

К составляющим общей угрозы безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений отнесены: опасные явления и процессы в геологической среде (в том числе эндогенные и экзогенные процессы); экстремальные гидрометеорологические факторы; ошибки на всех этапах освоения морских нефтегазовых месторождений (инженерные изыскания, проектирование и т.п.); нештатные технологические процессы; опасности техногенного происхождения и другие. Некоторые из перечисленных составляющих общей угрозы безопасности более детально рассмотрены в данной диссертационной работе.

Шельф Каспийского моря заслуженно считается весьма перспективным регионом с позиции нефтегазоносности. Изучение пространственных закономерностей инженерно-геологических условий, прогноз и оценка направленности и активности геологических процессов для определения зон геологической опасности необходимо во избежание аварийных ситуаций.

Строительство и эксплуатация нефтегазодобывающих сооружений вызывают

значительные количественные и качественные изменения в механизме, формах и объемах проявления природных процессов, интенсивности, обычно являясь причиной образования опасных техногенных явлений и процессов. Неверные заключения проектировщиков и изыскателей, отсутствие внедрения системы мониторинга и комплексных мероприятий инженерной защиты, осваиваемых территорий являются причиной возникновения аварийных деформаций оснований нефтегазопромысловых сооружений.

Морские нефтегазовые сооружения относятся к опасным производственным объектам и характеризуются высокой аварийностью, которая обуславливается понижением несущей способности опорных оснований, как из-за реализации циклических взаимодействий, так и из-за влияния мелкозалегающего опасного свободного газа.

В силу весьма значительной пространственной изменчивости грунт по степени «вредности» находится на первом месте, среди других природных факторов на втором месте стоит лед, на третьем – волна, течение и ветер.

Такие факторы, как динамические нагрузки при ледовых, волновых, сейсмических взаимодействиях (в Каспийском море возможны землетрясения магнитудой до 10 баллов), а также негативное влияние свободного газа на грунты создают потенциальный риск в районах интенсивной нефтегазодобычи в Каспийском море.

В настоящее время исследователи обсуждают на различных конференциях проблему, связанную с присутствием опасного свободного газа в верхней части грунтов в разных регионах шельфа и материковых областей. Следует заметить, что проблема наличия свободного газа в морских грунтах освещена обширно в зарубежной литературе.

При добыче нефти и газа мелкозалегающий свободный газ создает потенциальные риски для искусственных конструкций, к которым относятся нефтяные платформы и самоподъемные буровые установки. Возрастание порового давления в газоносных слоях грунтов вызывает снижение несущей способности грунтового основания, либо может вызвать прорыв газа к поверхности дна, образование суффозионных воронок, приводящих к потере устойчивости и разрушению сооружений. Разгерметизация более глубоких газоносных залежей в ходе бурения может привести к прорыву газа по затрубному пространству, нарушая также устойчивость опорного основания нефтяных платформ. Аварии, вызванные вскрытием скоплений мелкозалегающего газа, имели место также при неглубоком поисковом и инженерно-геологическом бурении в Восточно-Сибирском и Черном морях, в том числе на нефтяных месторождениях Каспийского моря. Известны случаи неконтролируемых газовых выбросов наружу из обсадной колонны после отбора грунта на шельфе Каспийского моря, что доказывает наличие такого опасного газа в грунтах [94].

Вопросы газонасыщенных грунтов отчасти затронуты в отечественной нормативно-

технической документации. В Своде Правил 11 – 114 – 2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений» частично освещены вопросы, связанные с присутствием в верхней части разреза зон с противоестественно высоким пластовым давлением [260].

Влияние наличия газа на условия строительства рассматривается только в СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства» [261]. Здесь затрагивается довольно узкий вопрос токсичности и взрывоопасности биогаза, поступающего в подвалы сооружений.

Необходимость проведения испытаний грунтов динамическими нагрузками и использование их результатов при проектировании инженерных сооружений предусматривается действующим нормативным документом СП 11-114-2004, а о комплексном влиянии на несущую способность грунтов динамических (сейсмических воздействий) и воздействий свободного газа в современных нормативных правилах в России не сказано нигде.

Из-за отсутствия в России стандартов, регламентирующих лабораторные динамические испытания грунтов, а также использования их результатов при проектировании, например, таких инженерных сооружений, как «нефтяные платформы», методики и состав получаемых результатов исследований определяется только техническим заданием заказчика. А техническое задание на оценку влияния свободного газа на грунты на шельфе не составляется, и данные исследования не производятся.

В целом по состоянию на сегодняшний день вопросы существования газа в грунтах верхней части разреза как причины, влияющей на инженерно-геологические условия, не освещены в полной мере для большей части шельфа Российской Федерации. В российской нормативно-технической и справочной литературе не представлены оценки возможных рисков, нет методических рекомендаций по исследованию газонасыщенных грунтов морского шельфа. Исходя из данных фактов, теория и практика отечественных морских инженерных изысканий, проблема газонасыщенных отложений верхней части разреза является весьма актуальной для отечественной промышленности. Безопасность функционирования нефтяных платформ с учетом вышеизложенных опасных факторов, может быть достигнута только путем научных исследований, и комплексным учетом всех этих опасностей.

В настоящее время встает вопрос о необходимости разработки методики по комплексному учету всех геодинамических и геологических рисков для расчетов несущей способности свайных фундаментов нефтяных платформ (МСП) и опорных колонн самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ). Актуальность данной задачи подтверждается Федеральным Законом № 117 «О безопасности гидротехнических сооружений» [265], регламентирующим нормы безопасности при осуществлении деятельности, связанной с проектными работами, возведением и эксплуатацией гидротехнических сооружений.

В наше время важной особенностью возведения шельфовых объектов МНГС является значительное сокращение времени на проведение всего комплекса работ, в том числе проектно-исследовательских, что существенно ускоряет время сдачи объекта.

Но существует много рисков, которые нужно учесть во время проектирования этих объектов. Анализ таких опасностей чрезвычайно важен во время подготовки проектно-сметной документации и обоснования экономической целесообразности проведения всего объема работ.

Сейчас, полученный существенный опыт возведения гидротехнических сооружений (МНГС) на шельфе Каспийского моря и имеющийся фонд исследовательских материалов не применяется в той мере, в какой данная информация этого заслуживает. Весь объем информации дает возможность руководствоваться методом аналогий во время осуществления инженерно-геологических изысканий для проектирования шельфовых гидротехнических объектов.

Изложенное выше определяет актуальность намеченной темы диссертационной работы и позволяет сформулировать её цель и основные задачи.

Цели и задачи исследований

Цель исследования – разработка научно обоснованного подхода к применению метода инженерно-геологических аналогий на шельфе и оценка влияния опасных факторов, влияющих на устойчивость морских нефтегазопромысловых сооружений (МСП) и самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ).

Для достижения поставленной цели в диссертации решались следующие **задачи**:

1. Доказательство возможности и эффективности использования метода инженерно-геологических аналогий для решений различных задач на шельфе Каспийского моря.
2. Исследование влияния опасного «свободного» мелкозалегающего газа и динамических нагрузок на несущую способность свайных фундаментов МСП и опорных колонн СПБУ.
3. Количественная оценка влияния опасного «свободного» мелкозалегающего газа на физико-механические свойства грунтов оснований платформ шельфа Каспийского моря.
4. Анализ возможности создания в шельфовых проектах комплексной системы автоматизированного мониторинга опасных факторов, влияющих на устойчивость нефтяных платформ.

Научная новизна исследований.

1. Впервые доказана эффективность использования метода инженерно-геологических аналогий для решений различных задач на шельфе Каспийского моря. Использование метода инженерно-геологических аналогий позволяет оптимизировать систему размещения платформ, а также давать предварительную оценку их устойчивости. Одной из важнейших задач, решаемых методом инженерно-геологических аналогий, является превентивное установление

нормативных показателей физико-механических свойств грунтов оснований с целью реализации высоких темпов проведения инженерных изысканий.

2. Впервые было выявлено, что при расчетах несущей способности свайных фундаментов нефтяных платформ и опорных колонн СПБУ необходимо учитывать сочетание негативного влияния опасного свободного мелкозалегающего газа и динамических нагрузок. Автором предложены коэффициенты для расчета устойчивости свайных фундаментов МСП и оценки заглубления опорных колонн СПБУ на шельфе Каспийского моря.

3. Данная работа является первым исследованием, в котором определена количественная оценка влияния опасного «свободного» мелкозалегающего газа на физико-механические свойства грунтов оснований платформ российского шельфа. Определена величина снижения расчетных характеристик грунтов за счет влияния свободного газа, которая может достигать 20%. В целом насыщенность грунтов газом является фактором, осложняющим инженерно-геологические условия.

4. Впервые было предложено спроектировать и внедрить в шельфовые проекты автоматизированную систему мониторинга опасных факторов, влияющих на устойчивость нефтяных платформ. Было предложено включить в систему мониторинга: наблюдения за движением газа в грунтах, перемещениями оснований нефтяных платформ при воздействии динамических нагрузок, ледовой и волновой обстановкой, поведением корпусных конструкций платформ.

Защищаемые положения:

1. Использование метода инженерно-геологических аналогий позволяет оптимизировать систему размещения платформ, а также давать предварительную оценку их устойчивости. Одной из важнейших задач, решаемых методом инженерно-геологических аналогий, является превентивное установление нормативных показателей физико-механических свойств грунтов оснований с целью реализации высоких темпов проведения инженерных изысканий и проектирования, часто осуществляющихся параллельно.

2. Сочетание негативного влияния опасного свободного мелкозалегающего газа и динамических нагрузок необходимо учитывать при расчетах несущей способности свайных фундаментов морских нефтегазопромысловых сооружений (МСП) и опорных колонн самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ). Автором предложены коэффициенты для расчета устойчивости свайных фундаментов нефтяных платформ и оценки заглубления опорных колонн СПБУ на шельфе Каспийского моря.

3. Опасный «свободный» мелкозалегающий газ существенным образом влияет на физико-механические свойства грунтов оснований платформ. Величины снижения расчетных характеристик грунтов за счет влияния свободного газа могут достигать 20%. Кроме того,

может произойти прорыв газа к поверхности дна, что негативно скажется на безопасности эксплуатации морских нефтяных платформ (МСП) и самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ).

4. При организации мониторинга природно-технических систем «Геологическая среда – строительный объект – морская среда» необходимо включать наблюдения за движением газа в грунтах, перемещениями оснований нефтяных платформ при воздействии динамических нагрузок, ледовой и волновой обстановкой, поведением корпусных конструкций платформ. Вся система измерений должна работать в автоматизированном режиме.

Методы исследований.

Для решения поставленных задач использовались методы сравнительного анализа и обобщения, математической статистики, инженерно геологических аналогий (ИГА), инженерно-геологического районирования, использовались результаты натурных исследований, статистические методы обработки результатов, методы анализа и оценки надежности инженерных объектов (с использованием лицензированных программных обеспечений ПО Plaxis (основанного на методе конечных элементов по теории прочности грунта в условиях сложного напряженного состояния Кулона-Мора) и ПО «ANCHORED STRUCTURES» (имеющая «Сертификат Российского Морского Регистра Судоходства) и других вспомогательных программных комплексов).

Фактический материал.

Исходным фактическим материалом послужили результаты полевых инженерно-геологических изысканий, гидрогеологические данные, гидрометеорологические данные, геофизические данные, лабораторные материалы на структурах и месторождениях Северного и Центральной части Каспийского моря. Кроме материалов личных исследований автора, были использованы многочисленные отечественные и зарубежные публикации и фондовые материалы по геологии, гидрогеологии и инженерной геологии изученных регионов.

Работа выполнена на основе исследований, проведенных во время работы в организации «Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде».

Лабораторные испытания грунтов при динамических нагрузках «Оценка влияния динамических (циклических) воздействий на параметры прочности и деформируемости грунтов основания сооружений» выполнены в ООО «ВНИИГ-Диагностика сооружений», г. Санкт-Петербург.

А также для получения количественной оценки физико-механических свойств грунтов выполнялись испытания грунтов в специализированных лабораториях.

Достоверность результатов исследований

Достоверность выводов, полученных в результате исследований, обосновывается

качеством и необходимым количеством исходных данных, применением современных методов математического моделирования (сертифицированных программных комплексов, соответствующим выполняемым с их помощью геотехническим и другим расчетам требованиям положений действующих нормативных документов).

Апробация работы. Основные положения и отдельные результаты работы докладывались и были представлены на отечественных и международных совещаниях и конференциях:

- Международной научно-практической конференции «Научный потенциал молодых ученых для инновационного развития строительного комплекса Нижнего Поволжья» (Волгоград, 2010 г.);
- VI Международной научно-практической конференции «Надежность и долговечность строительных материалов, конструкций и оснований фундаментов» (Волгоград, 2011 г.);
- Научно-практической конференции «М.В. Ломоносов – великий деятель Российской науки», посвященной 300-летию со дня рождения ученого (Волгоград, 2011 г.);
- VI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и научно-технический прогресс в дорожной отрасли юга России» (Волгоград, 2012 г.);
- Конференции "Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде";
- Международной научно-технической конференции «Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК "Лукойл"» (Волгоград, 2014 г.).

В 2013 году результаты исследования по теме данной диссертации высоко оценены на Всероссийском конкурсе «Инженер года – 2012» (автор диссертации стал одним из победителей конкурса, а также получил благодарственное письмо от губернатора Волгоградской области).

Практическая значимость и реализация результатов

Практическая значимость исследований определяется тем, что ее результаты могут быть использованы в практике инженерно-геологических изысканий. Представленные в работе материалы и выводы позволяют оценить и учесть при проектировании объектов МНГС количественные и качественные опасные геологические процессы и явления, а также повысить надежность и безопасность в эксплуатации данных объектов. Результаты исследования могут быть использованы для проектирования сооружений нефтегазового комплекса (морские стационарные и буровые платформы) как в рассматриваемом регионе (Каспийское море), так и на других морях. Метод инженерно-геологических аналогий применим для решения широкого спектра инженерно-геологических задач на всех стадиях проектирования объектов МНГС, что

дает большую экономию в денежном эквиваленте и в сроках выполнения проектных работ.

Основные положения диссертационной работы вошли в научные отчеты и конструкторские разработки:

1. В проектах организации Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде.

Результаты исследований (некоторые защищаемые положения) использовались при проектировании свайных фундаментов нефтяных платформ и расчетах глубин вдавливания опорных колонн СПБУ акватории Каспийского моря в следующих проектах:

- научно-технические работы по теме: «Расчет глубины вдавливания опорных колонн и оценка устойчивости СПБУ на грунте» на следующих площадках:

- Западно-Сарматская структура (площадка № 1);
- Западно-Сарматская структура (площадка № 2);
- м/р Сарматское (площадка № 2);
- структура «Ракушечная» (м/р Им. В.Филановского, площадка № 5-бис);
- структура «Ракушечная» (м/р Им. В.Филановского, площадка № 7);
- структура «Ракушечная» (м/р Им. В.Филановского, площадка № 8);
- структура «Ракушечная» (м/р Им. В.Филановского, площадка №9);
- структура «Ракушечная» (м/р Им. В.Филановского, площадка № 9-бис);
- структура «Широтная» (м/р Им. Ю.Корчагина, площадка № 5);
- структура ««Хазри»» (площадка № 1) – Центральная часть Каспийского моря;

- научно-технические работы (в стадии проектирования объектов МНГС) по теме: «Расчет свайного основания на м/р Им. В.Филановского» для следующих нефтяных платформ (МСП):

- нефтегазопромысловое сооружение «Райзерный блок»;
- нефтегазопромысловое сооружение «Блок-кондуктор»;
- нефтегазопромысловое сооружение «Центральная технологическая платформа».

Примечание: проектная документация перечисленных выше нефтегазопромысловых сооружений и на постановку на точку самоподъемных буровых установок (СПБУ) одобрена Российским Морским Регистром Судоходства и прошла Главгосэкспертизу.

2. В проектах организации «23 Государственный Морской Проектный Институт» — филиал АО «31ГПИСС»

Результаты исследований (некоторые защищаемые положения) использовались при проектировании гидротехнических сооружений акваториях Черного моря и Тихого океана.

Личный вклад автора состоит в проведении анализа практического опыта и теоретических исследований отечественных и зарубежных ученых по основным вопросам,

затронутым в диссертационной работе (по вопросам применения метода инженерно-геологических аналогий; по влиянию опасного газа на параметры грунта; по влиянию динамических воздействий на систему «сооружение-грунт», по применению системы мониторинга на сооружениях и др.).

Автор принимал участие в проектировании МНГС на всех объектах, перечисленных в диссертационной работе в частности, был исполнителем работ по проектированию свайных фундаментов (МСП) (для м/р Им. В. Филановского в Каспийском море) и выполнял расчеты глубины вдавливания опорных колонн СПБУ в Каспийском море (с оценкой ее устойчивости на грунте) на более 10 площадках (с 2009 по 2015 гг.).

Для получения некоторых результатов из исследования, автор использовал программные комплексы.

А также автор внедрил полученные результаты исследования в научно-технические работы и проекты.

Структура и объем работы. Диссертационной работы состоит из введения, 5 глав, общих выводов по каждой главе и заключения. Список использованных библиографических источников включает 267 наименований.

Объем основного текста работы составляет 215 страниц, в том числе 29 таблиц и 74 рисунков.

Благодарности

Автор искренне благодарен научному руководителю доктору геолого-минералогических наук, профессору В.В. Пендину за постоянное внимание и чуткое руководство при написании работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ И МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ЯВЛЕНИЙ

1.1. Состояние теоретической и методической базы моделирования опасных геологических процессов и явлений на шельфовых проектах (включая Каспийское море)

Основные исследования Каспийского моря (геологическое строение, тектоника, вопросы осадкообразования, результаты грунтовых съемок, инженерно-геологическое районирование) представлены в работах Н.М. Страхова, В.А. Приклонского, В.Д. Ломтадзе, А.М. Монюшко, Шпикова А.Б., В.Г., Воскобойникова В.М, Вотякова И.Ф., Шлыкова, А.С. Полякова, Е.А. Вознесенского, В.П. Зверева, Л.А. Жигарева, В.К. Шкатовой, Н.И. Николаева и И.В. Попова; И.М. Цыпиной; Ю.И. Панова, К.М. Пановой, В.Н. Синякова, В.Т. Трофимова, Т.И., Чешева М.В [23-26, 105, 54-55, 97-101, 62-66, 100-102, 109-110, 114-119, 131-146, 108, 149-152, 161, 165-169, 155, 178,179,182] (см. табл. 1.1.1).

Систематические морские гидрографические работы на Каспийском море — промеры глубин, опись берегов и исследования над грунтами — были начаты по приказу Петра Великого ученым-гидрографом Ф.И. Соймоновым. В результате работ экспедиций 1715-1720 гг. были составлены карты Каспийского моря», из которых одна была издана в 1731 г [33].

Целью экспедиции Н. А. Ивашинцова (1856-1867 гг.) было сделать подробное описание Каспийского моря. Основные результаты экспедиции обобщены в монографии «Гидрографическое обследование Каспийского моря, произведенное под начальством капитана I ранга, а в 1877 г. был издан атлас [83, 15].

В 1926-1927 гг. ученый-геолог М.Ф. Розен изучал грунты в районе Волго-Каспийского канала и взморья. В результате, была составлена грунтовая карта района [122].

В 1936-1940 гг. было детально изучено геологическое строение, морфология, распределение почв и составлены специальные карты — литолого-морфологическая и почвенная. Установлено единство процессов формирования рельефа и осадков дельты. В 1962 г. была издана монография геолога М.В. Кленовой (в соавторстве с В.Ф. Соловьёвым и Н.С. Скорняковой) «Геологическое строение подводного склона Каспийского моря» [28].

Ряд авторов (В.А. Приклонский (1947 г.), В.Д. Ломтадзе (1951-1959 гг.) и др.) [78-82, 119] подошли к заключениям о закономерном возрастании плотности и уменьшении пористости глинистых пород с глубиной в условиях спокойного их залегания и о значимости гравитационного давления вышележащих пород, как основного фактора уплотнения глинистых осадков.

А.М. Монюшко (1963 г.) [100] в результатах исследований на Каспийском море выявил характера изменений состояния и физико-механических свойств субаквальных глинистых пород в процессах гравитационного уплотнения.

В работе А.Б. Шпикова (1980 г.) [182] были изучены инженерно-геологические свойства

морских илов. Данные исследования актуальны, так как илы зачастую служат основанием для строительства на них инженерных сооружений.

В работе И.Ф. Вотякова (1989 г.) [26] показаны примеры аварийных осадок сооружений, вызванных деформациями пластов слабых грунтов. Деформации грунтов, залегающих ниже условной границы сжимаемой толщи, не учитываются существующими методами расчета оснований по деформациям. Принятая в практике методика назначения нижней границы сжимаемой толщи допустима, если основание сложено нормально уплотненными грунтами. Но когда в толще основания присутствуют пласты илов, пренебрежение их деформациями может привести к серьезным ошибкам и непредвиденным последствиям (например, к авариям инженерных сооружений, установленным на данных грунтах).

В статье «Инженерно-геологические исследования глубоководных илов мирового океана: состояние проблемы» Е.А. Вознесенского и др. (1990 г.) [23] приводится систематизация данных по инженерно-геологическим исследованиям глубоководных илов Мирового океана по данным более 150 работ за последние 10 лет.

Изменения уровня Каспийского моря изучены и опубликованы в работах М.П. Антипова (1996 г.) [27], А.Л. Рагозина (1996 г.) [121]. Так, в 1978 г. начался никем не прогнозированный подъем уровня Каспийского моря (на 2,2 м до отметки -26,5 м в 1995 г.), вызвавший катастрофические последствия для экологии и народного хозяйства Прикаспийских государств и заставивший ученых по-новому взглянуть на природу изменения уровня Каспийского моря. Для научного объяснения причин столь резких колебаний уровня моря был выдвинут ряд гипотез: климатологическая, неотектоническая, техногенная и др. М.П.Антипов, Ю.А.Волож, Ю.А.Лаврушин и Ю.Г.Леонов [27] рассматривают зависимость изменения уровня Каспийского моря от цикличности седиментационных процессов в Каспийской впадине, обусловленных периодичностью и скоростями изостатических автоколебаний. По сейсмостратиграфическим данным, за последний 5 млн лет авторы проследили изменение уровня Каспийского моря в средне-плиоцен-четвертичное время и выявили три основных цикла: плиоцен-апшеронский, плейстоценовый и голоценовый. По их данным, цикл начинается с импульсного падения, после которого следует этап быстрого подъема уровня с постепенной стабилизацией, затем быстрый импульсный подъем. Заканчивается цикл этапом стабилизации уровня моря. Последующие за импульсным падением этапы циклических изменений уровня авторы связывают с вертикальными тектоническими движениями и лавинной седиментацией [27].

Н.А.Шилов и М.И.Кривошей рассмотрели явления выжимания и поглощения воды осадочной толщей, обусловленные процессами сжатия и растяжения в земной коре, и их возможное влияние на колебания уровня Каспийского моря. В качестве индикатора напряжений в земной коре авторы выбрали землетрясения и подсчитали их корреляцию с невязками водного баланса. Коэффициент корреляции невязок водного баланса с силой землетрясений составил

0,97. Авторы утверждают, что современный подъем уровня Каспийского моря в среднем на 50 % был обусловлен разгрузкой в море подземных вод, происходящей преимущественно по тектоническим нарушениям [178, 179].

Характеристика геодинамических рисков опубликована в работах А.В. Чепижко (1996 г.) [164], Н.А. Касьяновой (1994-2003 гг.) [62-66].

В трудах Н.А. Касьяновой рассматривается проблема экологической безопасности при функционировании природно-технических систем и связанная с ней проблема промышленной аварийности в нефтегазовой отрасли. Предложены возможные пути снижения промышленных и экологических рисков за счет прогнозирования аварийных ситуаций на инженерных объектах по геодинамическому фактору.

Техногенные геодинамические явления, возникающие в виде сейсмических и деформационных процессов систематизированы В.А.Сидоровым, М.Н. Смирновой, В.А. и др. (1977-1989 гг.) [144, 130, 143].

Грунтовая толща Северной части Каспийского моря, исследуемая при инженерно-геологических изысканиях на глубины до 80-100 м от дна, представляет собой верхнюю часть четвертичной толщи, включающей голоценовые, верхне-неоплейстоценовые и в неполном объеме – среднелепестовые отложения. Более глубокозалегающие части четвертичной толщи представляют собой нижне-неоплейстоценовые и эоплейстоценовые отложения. Они исследуются при инженерно-геологических изысканиях в случае включения в их состав сейсморазведочных работ высокого разрешения. При расчленении четвертичной толщи Северной части Каспийского моря привлекаются региональные стратиграфические схемы Каспийского региона разных авторов, базирующиеся в основном на материалах по обрамлению акватории. К настоящему времени в статье В.К. Шкатовой «Трансгрессивно-регрессивные циклы – основа региональной стратиграфической схемы квартала Каспия» [180] (рис.1.1.1), основанный на данных о трансгрессивно-регрессивных циклах развития акватории.

ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА России (МСК, 2011)				ОБЩАЯ МАГНИТО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА России (МСК, 2000)				КИСЛОРОДНО-ИЗОТОПНАЯ ШКАЛА		РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ СХЕМА КАСПИЯ (ПРОЕКТ) (В.К. Шкатова, 2011)				Индексы				
СИСТЕМА	НАДРАЗДЕЛ	РАЗДЕЛ	ЗВЕНО	ОРТОЗОНА	СУБЗОНЫ, МИКРОЗОНЫ	ПОЛЯРНОСТЬ	ВОЗРАСТ (ТЫС.ЛЕТ)	СТАДИЯ	ВОЗРАСТ (ТЫС.ЛЕТ)	Надгоризонт	Горизонты и подгоризонты							
ЧЕТВЕРТИЧНАЯ (КВАРТЕР)	ГОЛОЦЕН			БРЮНЕС (N)	ЭТРУРИЯ		2,5	1	11,7 24 57 71 82 92 102 114 126 186 242 301 334 364 427 474 528 568 621 659 712 760 781 816 865	Каспийский	Новокаспийский	Верхний	nk ₃					
					СОЛОВКИ		6,0					Средний	nk ₂					
					ПЛЕЙСТОЦЕН	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН	ВЕРХНЕЕ					ГЕТЕБОРГ		12	2	Хвалынский	Мангышлакский	mg ₁
												МОНО		25	3		Верхнехвалынский	hv ₂
												ЛАШАМП (КАРТАПОЛОВО) СТРЕЙТ		42			Енотаевский	en
												БЛЕЙК (СЕРОГЛАЗКА)		60-80	4		5	Нижнехвалынский
			a							71								
			b							82								
			c							92								
			d							102								
		e	114															
	ЯМАЙКА (БИВА I)		120							114	6	186	Хазарский	Верхнехазарский	Копановский		kp	
			182							126					Николевский		nl	
	ЛЕВАНТИН (БИВА II, ДНЕПР, ЧАГАН)		290							186	7	242		Черноярский (Астраханский)	ch ₁			
		ЭМПЕРОР (ЕЛУНИНО V)								390							8	
										420							9	
																	10	
			БИВА III															11
											13							
											14							
						15												
						16												
	БИГ ЛОСТ (ЕЛУНИНО VI)		580		621	17	659			Нижнебакинский	bk ₁							
		ДЕЛЬТА (ЕЛУНИНО VII)			635								18					
				19														
				20														
КАМИКАТСУРА (ЗЫХ)				781	781				21				816	Тюркянский	tr			
			850	22-26														
			990	27-31														
			1070	35														
		ХАРАМИЛЬО КОББ МАУНТИН (КВЕМОНАТА-НЕБИ) ГИЛСА			1220	63												
	1240																	
	1680																	
	1775																	
ОЛДУВЕЙ		1790	71	72	103	Акчагальский	Верхнеакчагальский	a ₃										
		1820																
		1950																
РЕЮНЬОН		2140	72	103			Среднеакчагальский	a ₂										
		2190																
		2588																
НЕОГЕ-НОВАЯ	ПЛИОЦЕН	Верхний	ГАУСС										a ₁					

Рис. 1.1.1 Региональная стратиграфическая схема квартера Каспия (проект, 2011 г., сост. В.К. Шкатова) [180]

Геологическими морскими исследованиями [226-233, 235-246] установлено также широкое распространение в грунтовом массиве скоплений мелкозалегающего свободного газа, опасного для буровых установок и гидротехнических сооружений, влияющего на безопасную эксплуатацию данных сооружений.

Известно, что отложения, заполненные газом на небольших глубинах (менее 200 метров ниже морского дна) широко распространены на континентальных шельфах и в пределах глубоких океанических бассейнов. Происхождение мелкозалегающего газа относится либо к биогенетическим процессам в пласте, либо к термогенетическим процессам, протекающим на большей глубине (обычно более 1000 метров ниже уровня морского дна). Биогаз формируется микробной деятельностью. Термогенный газ формируется посредством термального крекинга комплекса органических и неорганических компонентов. Глубокозалегающий газ может мигрировать по направлению вверх через трещины и проницаемые слои осадочных пород, так что пласты обычно содержат смесь биогазов и термогенных газов. Распространение в грунтовом массиве скоплений мелкозалегающего свободного газа изучали зарубежные исследователи: Amaratunga A., Anderson A.L., Barden I. Brooks R.H., Estrig M.I., Gardner T.N., Grozic J.L., Hight D.W., Jones G.B., Lunne T., Nageswaran S., Orlob G.T., Peuchen J., Pietruszczak S.A., Rad N.S., Reinemann D.J., Sills G.C., Sobkowicz J.C., Sparks A.D.W., Thomas S.D., Wheeler S.J., Wichman B.G.H.M., Wroth C.P. и другие ученые [183-219].

Как показали эксперименты, которые провели Orlob G.T. и Radhakrishna G.N. (1958 г.) [202], а также Brooks R.H. и Corey A.T. (1964 г.) [189], любое присутствие в поровом материале газа существенно повышает длину пути дренирования, так как вода должна обходить в грунтах вокруг пузырьков газа большего размера. Данные воздействия в совокупности замедляют процесс уплотнения и сокращают конечную степень уплотнения. С другой стороны, из-за высокой сжимаемости газовых пузырьков, применение нагрузки к газосодержащему грунту вызывает изменение объема, даже если грунт недренированный.

Серия испытаний, которые провел Wheeler S.J. (1986 – 1988 гг.), позволила прийти к выводу, что воздействие пузырьков газа на недренированную прочность на сдвиг было наиболее разрушительным при низких значениях рабочего напряжения (соответствующих небольшой глубине под морским дном) и высоких значениях общей нагрузки. Расширение образцов в керноотборнике при подъеме с морского дна на поверхности предоставило яркое доказательство влияния разгрузки на структуру газосодержащих почв. В результате усилий по избежанию подобного разрушения образца были разработаны измерители давления в пласте [215-216].

Hight и др. (2002 – 2003 гг.) опубликовали результаты серии испытаний стандартным консолидометром с целью показать воздействие выделения газа на поведения сжатия глины дельты р. Нил [196-197].

Впервые экспериментально снижение предуплотняющего давления с содержанием газа было замечено Lunne T. и Hight D.W. (1986, 1996-1997, 2001- 2003 гг.) [191, 196, 197, 199, 200].

Из отечественных исследователей С.И. Рокос (2009 г.) [126] отметил проблему по газонасыщению осадков верхней части разреза Баренцево-Карского шельфа. Ю.П. Безродных

изучал газоносность грунтов северной и центральной частей Каспийского моря (2001- 2014 гг.) [5-6]. А также исследованиями газоносности грунтов, газовых сипов и распространения гидрата метана в различных акваториях занимался Бондур В.Г. (2012 г.) [3].

Технологии комплексного мониторинга морской акватории Каспийского моря рассматривались в исследованиях Лобковского Л.И. (2013 г.) [77].

Теоретические и экспериментальные вопросы, посвященные совместной работе различных видов фундаментов с грунтовым основанием рассматривались в работах К. Терцаги, А.Н. Богомолова, Н.М. Герсевича, Б.И. Долматова, Н.А. Цытович, В.М. Улицкого и др. [16-19, 32-33, 35, 120, 147-148, 154, 107, 162-163].

Большой вклад в исследование проблем, связанных с освоением арктического и дальневосточного шельфов, внесен отечественными учеными Е.Н. Беллендира (1994 – 2003 гг.), М.Г. Гладкова (1983 – 1987 гг.), Д.Д.Лаппо (1973 – 1990 гг.), Д.А.Мирзоева (1995 г.), М.Е.Миронова (2001 г.), Р.Р. Мурзина (2001 г.) и др. [9-14, 96, 30-31, 70-71, 97-99].

Авторы, изучавшие в Каспийском море скопления свободного газа в грунтовой массе и основания и фундаменты, – приведены в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1

Авторы исследований и области применения

Автор	Область исследования
- М.Ф. Розен (1926 г.), П.И. Бабилов (1932 г.), Н.М. Страхов (1953-1962 гг.), В.А. Приклонский (1947 г.), В.Д. Ломтадзе (1951-1959 гг.), А.М. Моношко (1963 г.), А.Б. Шпиков (1980 г.), В.М.Воскобойников (1984 г.), И.Ф. Вотяков (1989 г.), А.С. Шлыков, (1990 г.), А.С. Поляков (1990г.), Е.А. Вознесенский (1990г.), В.П. Зверев (1998 г.), Л.А. Жигарева (1995 г.), В.К. Шкатова (2011г.) и др. - Н.И. Николаев и И.В. Попов (1965 - 1970 гг.); Ю.И. Панов, К.М. Панова (1978 г.), В.Н. Синяков (1973- 1980), В.Т. Трофимов (1973 – 2001 гг.) Т.И. Чешев М.В. (2007 г.) и др. - М.В.Антипов (1996 г.), А.Л. Рагозин (1996 г.) и др. - В.А.Сидоров, М.Н. Смирнова, В.А. (1977 - 1989 гг.) А.В. Чепижко (1996 г.), Н.А. Касьянова (1994-2003 гг.), Е.А. Вознесенский (1993 г.), В.И. Осипов (2013 г.) и др.	- Геологическое строение, тектоника, вопросы осадкообразования, результаты грунтовых съемок (в т.ч. Каспийского моря) - Инженерно-геологическое районирование Прикаспийской впадины и прилегающих территорий (в т.ч. Каспийского моря) - Изменения уровня Каспийского моря - Характеристика геодинамических рисков, систематизация сейсмических и деформационных процессов, изучение прочности грунтов и т.п.
- G.T. Orlob (1958 г.), R.H. Brooks (1964 г.), A.D.W. Sparks (1963 г.), S. Nageswaran (1983 г.), I. Barden (1970 г.), C.P. Wroth (1985 г.), M.I. Esrig (1977 г.), A.L. Anderson (1980-1998 гг.), G.C. Sills (1989-2002 гг.), Christian (1997 г.), Jones (1986 г.), S.J. Wheeler (1986-1992 гг.), T.N. Gardner (2000 г.), S.A. Pietruszczak (1996 г.), J.C. Sobkowicz (1984 г.), M.I. Esrig (1977 г.), E.W. Denk (1981 г.), T. Lunne (1996-2001гг.), S.D. Thomas (2002 г.), D.W. Hight (2002-2003гг.), J.L. Grozic (1999-2009гг.), B.G.H.M. Wichman (2000 г.), J. Peuchen (2011 г.), A. Amaratunga (2009 г.), С.И. Рокос (2009 г.), Ю.П. Безродных (1999 – 2001 гг.), В.Г. Бондур (2012 г.)	- Распространение в грунтовой массе скоплений мелкозалегающего свободного газа и т.п.
- К. Терцаги (1933 – 1961 гг.), А.Н. Богомолов (1996 – 2007 гг.), Н.М. Герсевича (1948 г.), Б.И. Долматов (1946 – 2006гг.), Н.А. Цытович (1963 – 1981 гг.), В.М. Улицкий (1999 г.), и др.	- Изучение работы грунтовых оснований под нагрузкой (теоретические и экспериментальные вопросы, в т.ч. изучение механики грунтов, фундаментов и т.п.)
- Е.Н. Беллендир (1994 – 2003 гг.), М.Г. Гладков (1983 – 1987 гг.), Д.Д.Лаппо (1973 -1990 гг.), Д.А. Мирзоев (1995 г.), М.Е. Миронов (2001г.), Р.Р. Мурзин (2001 г.), С.П. Алексеев, (2005 г.), Л.И. Лобковский (2012 г.) и др.	- Вопросы освоения шельфа

1.2. Состояние теоретической и методической базы метода аналогий

Целесообразность применения аналогий для исследования грунтов основания зданий и инженерных сооружений отмечалась исследователями в различное время. Н.Н. Маслов говорит о необходимости в период строительства, собрать все данные о наблюдении за осадкой, уже возведенных сооружений в идентичных условиях [84].

В дальнейшем вопросы использования метода аналогий рассматриваются в работах многих авторов. С целью оценки устойчивости оползневых склонов принцип аналогии (сравнительно-геологический метод) применялся Е.П. Емельяновой (1971) [52-53]. Разработкой методических вопросов применения метода аналогий для решения прогнозных задач в инженерной геологии занимались Г.С. Золотарёв, Г.Г. Скворцов, Л.Б. Розовский, А.А. Каган, Н.Л. Шешеня, Е.М. Пашкин, Л.Д. Чхеидзе, А.В. Количко и другие авторы.

Г.С. Золотарёв [56-59] под понятием «метод аналогий» рассматривает только натурное моделирование. Применение сравнительно-геологического метода (СГМ) Г.С. Золотарёв предполагает, что при проведении инженерно-геологической съёмки должны быть собраны данные об опыте строительства, состоянии сооружений и эффективности мер инженерной защиты от негативных процессов в изучаемом и аналогичном районе. Эти данные рассматриваются как признаки для сравнительной оценки процессов и их прогноза в изменяющихся обстановках.

Использование *метода природных аналогов* в варианте Л.Б. Розовского предполагает соблюдение равенства критериев геологического подобия среды и действующих факторов, вызывающих прогнозируемые процессы, что должно быть доказано. Л.Б. Розовский установил критерии геологического подобия, применив для этого анализ размерности. Метод Л.Б. Розовского применим для прогноза любого геологического процесса, если накоплены соответствующие данные, отражающие природу, интенсивность процесса и т.п. [124]. Ниже приведены теоремы физического подобия.

1. *Первая (прямая)*. Если физические процессы подобны друг другу, то их одноимённые критерии подобия имеют одинаковую величину

2. *Вторая*. Уравнения связи между характеристиками явлений могут быть преобразованы так, чтобы они состояли из критериев подобия, и тогда они являются «критериальными уравнениями», численно равными для всех подобных явлений

3. *Третья (обратная)*. Чтобы физические процессы были подобны друг другу, необходимо и достаточно, чтобы они были качественно одинаковыми, а их одноимённые определяющие критерии подобия имели одинаковые величины

Н.Л. Шешеня также отмечает, что научным обоснованием для выбора из стандартного набора мероприятий инженерной защиты, наиболее отвечающих природным особенностям территории, является принцип природных аналогов или сравнительно-геологический анализ. Н.Шешеня развил метод природных аналогов, в частности, применительно к задачам прогноза развития оползней [173-177]. Вместо принципов геологического подобия, имеющих детерминированную природу, им предложены принципы вероятностного геологического подобия. Это позволило значительно расширить область применения теории физического подобия при интервальных прогнозах самых разнообразных изменений инженерно-геологических условий. Появилась также возможность оценить величину ошибки прогнозов, которая вызвана в значительной мере неоднородностью геологического строения изучаемых массивов пород и сложностью развивающихся в них процессов. Взяв за базу сравнительно-геологический анализ, введенный в инженерную геологию Е.П. Емельяновой и Г.С. Золотарёвым, Н.Л. Шешеня усовершенствовал методику прогноза. Её обоснованием являются принципы вероятностного геологического подобия и многофакторный регрессионный анализ критериев геологического подобия.

В.М. Воскобойников [25, 105] в развитии идей и метода природных аналогов Л.Б. Розовского предлагает шире использовать возможности теории подобия и размерностей в отношении определения вида задачи, системы размерностей, показателей среды и процессов. Эти предложения автор называет методом обобщённых параметров (МОП), которые будут различными в зависимости от существа прогнозируемого процесса.

В целях повышения точности прогноза с использованием метода аналогий Л.Д. Чхеидзе были предложены: метод экстраполяции, позволяющий прогнозировать изменение во времени различных показателей исследуемой ПТС (природно-технической системы) «горная выработка – геологическая среда», а также метод интерполяции, дающий возможность прогнозировать пространственное изменение горно-геологических параметров [171].

А.Количко (2000 г.) предложил использовать способ инженерно-геологических аналогий при возведении объектов гидротехнического назначения с целью прогноза особенностей грунтов с помощью теории распознавания образов, которая позволяет классифицировать объекты по комплексу признаков [68].

Метод пространственно-временных аналогий рассмотрен Н.В. Пеньковой (2004 г.) применительно к решению вопросов оптимизации гидрогеологических исследований [113].

Е.С. Дзекцер (1987 г.) [36] в числе методов прогноза подтопления рекомендовал метод гидрогеологической аналогии, им разработаны две его модификации — обобщённой и конкретной аналогии. В первом случае исследуемый объект сравнивается с данными, обобщёнными для многочисленных подтопленных объектов. Во втором случае сопоставляются природные и техногенные условия проектируемого объекта и уже подтопленного объекта-эталона. Данные о скорости подъёма уровня подземных вод переносятся с аналога на исследуемый объект.

По Г.К. Бондарiku [20-21], основными задачами, решаемыми методом аналогий, являются прогнозные. К ним относится предсказание структуры и свойств некоторой естественной литосистемы (или природно-технической системы), даваемое путём перенесения на эту литосистему известных оценок и свойств литосистемы-аналога.

Впервые термин «метод инженерно-геологических аналогий» был введен Е.Пашкиным [111-112]. Он и некоторые его коллеги использовали данный метод во время оценки условий прокладки туннелей. Е.М. Пашкиным (1981 г.) [111] разработан и доведён до практического использования метод инженерно-геологических аналогий применительно к прогнозированию устойчивости пород в подземных выработках. В его работе используются понятия «природно-техническая геосистема» (ПТГ) и «природно-технические аналоги». Данные, полученные при детальном изучении ПТГ-аналога «массив горных пород-выработка» (Нурекская ГЭС), переносятся на изучаемую ПТГ, (Рогунская ГЭС). Для доказательства аналогии исследуемых объектов использовались количественные критерии.

И.В. Дудлер считает, что метод инженерно-геологических аналогий (ИГА) наиболее часто использовался в гидротехническом строительстве, как правило, при возведении плотин из грунтовых материалов [37-48]. По И.В. Дудлеру, метод ИГА применим и для создания намывных сооружений, однако этот метод реализуется в недостаточной мере, главным образом на объектах регионального масштаба. При этом метод ИГА обычно широко используется при изучении региональных природных особенностей района строительства. Например, в проектах учитывается опыт возведения сооружений в районах повышенной сейсмичности, распространения многолетней мерзлоты, горных районах.

Тюнина Н.В. в своем исследовании по применению метода инженерно-геологических аналогий при изысканиях на городских территориях систематизировала систематизация методов аналогий и примеры задач, решаемых этими методами для разных направлений инженерной геологии (грунтоведение и инженерная геодинамика). Задачи региональной инженерной геологии решаются методом инженерно-геологического районирования территории [153].

Навык применения метода аналогий во время проведения инженерно-геологических работ был отражен в некоторой российской действующей нормативной документации как общегосударственного, так и регионального значения. Большинство нормативов предусматривает приложение метода аналогий во время проведения инженерно-геологических работ, и лишь некоторые регламентируют применение метода на стадии создания проектно-сметной документации.

Методом аналогий нельзя пользоваться для анализа площадок, обладающих значительными индивидуальными особенностями. В представленной нормативной документации [258-260, 262] присутствуют рекомендации по применению опыта изысканий на территориях с похожими природными и техногенными условиями. Например, «Свод Правил 11 – 105 – 97. Инженерно-геологические изыскания для возведения сооружений разного

назначения»:

- 1) «П. 6. 15. При исследованиях для разработки проектной документации при определении качества грунта следует применять метод инженерно-геологической аналогии»;
- 2) «П. 6.16. Возможное изменение технических условий следует осуществлять в форме профессионального прогноза с применением методов природных аналогов и инженерно-геологических аналогий».

В нормативную документацию введены методразработки специалистов, которые анализировали возможности использования метода аналогий в неосвоенной местности.

Исследование действующей специализированной нормативной документации показал, что базовыми аспектами использования метода аналогий являются:

1) Возможные технические изменения в исследуемых геологических и инженерно-геологических процессах. В действующих нормативных документах присутствуют разработки Г.Золотарева, Л.Розовского. В «СП 11 – 105 – 97 (Часть I)» сказано, что предположения изменения технических условий на существенные по размерам территории надо производить в форме профессионального прогноза на базе природных и инженерно-геологических аналогий [258]. А также в «СП 11 – 105-97 (Часть II)» сказано, что во время проведения инженерно-геологических исследований в оползневых районах на стадии осуществления проектной документации, желательно проводить анализ устойчивости склонов на базе сравнительно-геологического метода [259].

2) Районирование местности.

3) Определение физико-механических свойств грунтов с помощью метода обобщенных аналогий.

4) Определение физико-механических свойств грунтов по результатам изучения конкретного объекта-аналога.

5) Подготовка схем комплексной оценки и использования местности, размещение строительных объектов, производство защиты местности и промышленных объектов от возможных нежелательных геологических процессов.

6) Производство узконаправленных технологических задач (например, установка свайных фундаментов).

7) Определение всего комплекса инженерно-геологических исследований.

В таблице 1.2.1. присутствуют названия методов аналогий, которые предложены разными специалистами в данной области, авторами различных монографий.

Анализ представленных материалов дает возможность заключить, что базовыми направлениями применения метода аналогий в современном строительстве являются: прогноз развития геологических и инженерно-геологических условий, процессов и явлений.

Согласно большинству литературных источников, методы аналогий в инженерной геологии занимают место среди методов прогнозов геологических и инженерно-геологических процессов. При этом многие исследователи рассматривают физическое и математическое

моделирование как методы аналогий.

В зависимости от вида аналогов обособлены методы натурной аналогии (аналогами и моделями служат природные комплексы), методы модельной аналогии (аналогами и моделями служат построенные физические, химические или гидрохимические модели), методы вероятностной аналогии и расчётной аналогии (моделями или аналогами служат логические модели и расчётные схемы) и методы экспертной аналогии, где выводы по аналогии делаются на основании опыта эксперта. Большинство из разработанных к настоящему времени модификаций метода аналогий являются *комбинациями* различных групп методов.

Таблица 1.2.1

Наименования и области применения методов аналогий

Автор	Год публикации	Область исследования
Золотарёв Г.С., Емельянова Е.П., Розовский Л.Б. и др.	1961, 1971, 1962	- «Прогноз устойчивости оползневых склонов»; - «Прогноз развития оползневых, обвальных, карстовых, селевых и других геологических процессов и явлений» (сравнительно- геологический метод); - «Прогноз склоновых процессов и переработки берегов водохранилищ» (метод природных аналогов)
Воскобойников В.М. и др.	1984	- «Прогноз абразии берегов и устойчивости оползневых склонов» (метод обобщённых параметров)
Шешеня Н.Л. и др.	1986	- «Прогноз развития оползней, карстовых процессов, состояния массива пород» (метод вероятностного геологического подобия)
Золотарёв Г.С., Емельянова Е.П. Розовский Л.Б. и др.	1961, 1971, 1962	- «Прогноз устойчивости оползневых склонов»; - «Прогноз развития оползневых, обвальных, карстовых, селевых и других геологических процессов и явлений»; (сравнительно-геологический метод); - «Прогноз склоновых процессов и переработки берегов водохранилищ» (метод природных аналогов)
Воскобойников В.М. и др.	1984	- «Прогноз абразии берегов и устойчивости оползневых склонов» (метод обобщённых параметров)
Шешеня Н.Л. и др.	1986	- «Прогноз развития оползней, карстовых процессов, состояния массива пород» (метод вероятностного геологического подобия)
Дзекцер Е.С. и др.	1987	- «Прогноз подтопления промышленных площадок грунтовыми водами» (метод гидрогеологических аналогий)
Паиткин Е.М. Чхеидзе Л.Д. Дудлер И.В. Количко А.В., Тюнина Н.В. и др.	1981, 1987, 1987, 2000, 2008	Метод инженерно-геологических аналогий - «Прогноз устойчивости горных пород в подземных выработках»; - «Прогноз условий и процессов при строительстве туннелей»; - «Проектирование и возведение намывных сооружений»; - «Прогноз свойств грунтов при взаимодействии оснований с гидротехническими сооружениями»; - «Особенности применения метода инженерно-геологических аналогий при изысканиях на городских территориях»
Пенькова Н.В. и др.	2001, 2004	- «Оптимизация комплексных гидрогеологических изысканий и исследований» (метод пространственно-временных аналогий)

В строительстве и в инженерной геологии метод аналогий применялся и применяется с использованием как качественных, так и количественных критериев. На данный момент в инженерной геологии существует довольно значительная теоретическая база, а также большая практика использования изученных природных объектов, процессов и явлений в качестве аналогов или моделей для решения различных прогнозных задач.

Подбор аналогов на стадии выполнения ориентировочных прогнозов по тем регионально-геологическим и зонально-климатическим закономерностям, которые

предопределяют формирование и активизацию развития инженерно- геологических процессов на участках-аналогах и объектах прогнозирования.

Эти закономерности называются признаками прогноза. После установления признаков прогноза отбор аналогов среди имеющихся хорошо изученных участков осуществляется по правилу: чтобы сопоставляемые участки геологической среды или их части были подобны друг другу, необходимо и достаточно, чтобы они были качественно одинаковы (подобны), характеризовались одними и теми же признаками прогноза и имели близкие условия однозначности.

Качественное подобие участков-аналогов и объекта прогнозирования предопределяет одинаковый набор в них литолого-генетических или петрографических комплексов, гидрогеологических условий участков, а также геоморфологических особенностей строения и климатических условий. В состав условий однозначности входят подобию: геометрическое, граничных условий и начального состояния сопоставляемых участков геологической среды.

Что касается добычных комплексов, то для обеспечения нормального функционирования, в районах их размещения должна быть выполнена оценка опасности и риска геологических процессов и явлений на соответствующих территориях.

Во многих работах зарубежных исследователей отмечается, что при добыче углеводородов мелкозалегающий свободный газ создает потенциальные риски для инженерных сооружений. Геологическими морскими исследованиями северной части Каспийского моря установлено широкое распространение в грунтовом массиве скоплений мелкозалегающего свободного газа, осложняющего бурение нефтегазопромысловых скважин и добычу нефти и газа.

Степень риска возникновения разжижения несвязных грунтов зависит от многих факторов, главными из которых являются: гранулометрический состав и степень его однородности, относительная плотность, водопроницаемость, степень влажности, угла внутреннего трения и др.

Во многих работах иностранных специалистов отмечается, что при добыче углеводородов, мелкозалегающий свободный газ создает потенциальные риски для инженерных конструкций.

На Северном Каспии проводились геологические исследования на предмет залегания в грунте скоплений свободного газа, который осложняет бурение и добычу нефти и газа (при эксплуатации нефтегазопромысловых сооружений на шельфе). Риск образования несвязанных грунтов зависит от его гранулометрического состава и степени однородности грунта, его относительной плотности, степени влажности и некоторых других.

1.3. Обзор аварийности на нефтегазовых объектах в мире

В статье «Геологические события и изменения уровня Каспийского моря» (М.П.

Антипов и др. [27]) показано, что анализ кризисных событий позднекайнозойской истории геологического развития Каспийского седиментационного бассейна позволил реконструировать особенности его палеогеоморфологии и предложить наиболее вероятный сценарий развития Каспийского моря за последние 5 млн лет.

В плиоцен-четвертичной истории Каспийского моря намечаются три крупных цикла: плиоцен-апшеронский, плейстоценовый и голоценовый. Они отличаются по длительности, но обладают удивительно сходными характеристиками. Они начинаются с импульсных падений, амплитуды которых являются максимальными для этих циклов. Вслед за импульсным падением наступает кратковременный этап быстрого подъема уровня с постепенной его стабилизацией на промежуточных отметках. Затем следует импульсный подъем, когда уровень моря достигает предельных отметок. Заканчивается цикл этапом, в ходе которого уровень моря остается стабильным. В период циклических колебаний уровень тренда изменяется со скоростями 0,03—0,1 см/год, а в периоды импульсных погружений скорость изменения уровня моря на порядок увеличивается и составляет 1—2,5 см/год. Обращает на себя внимание и такая особенность: амплитуда импульсных падений, начинающих каждый из указанных выше циклов, закономерно уменьшается во времени. Так, предплиоценовое падение достигало отметок — 700 м, тюркьянское — 200 м и ательское — 80 м [27].

В статье «Каспийская экологическая катастрофа 2000 года и ее возможные геодинамические корни» Н.А. Касьяновой и др. [65] рассматривается проблема экологической безопасности при функционировании природно-технических систем и связанная с ней проблема промышленной аварийности в нефтегазовой отрасли, которая актуальна практически для всех нефтегазовых компаний, особенно работающих в условиях аномальной геодинамической нестабильности земных недр. Предложены возможные пути снижения промышленных и экологических рисков за счет прогнозирования аварийных ситуаций на инженерных объектах по геодинамическому фактору. Геодинамические риски с годами заметно увеличиваются и все больше приобретают глобальный характер. Из информации об извержениях вулканов за последние 5 лет (1997-2001 гг.) очевидны усиление геодинамической нестабильности Земли, случаи одновременных извержений разных вулканов и повторных извержений одних и тех же вулканов. Статистика (1992 – 2000 гг.) порывов магистральных трубопроводов также свидетельствует об избирательном характере аварийности: массовые порывы трубопроводов произошли в 1993, 1995 и особенно 1998 и 2000 гг. Достаточно характерны почти одновременно возникающие в разных местах планеты экологические катастрофы и нередко повторяющиеся ситуации, особенно на примере необычного поведения морских животных. С конца апреля по октябрь 2000 г.

Проблема аварийности актуальна для всех нефтегазовых компаний. В условиях интенсификации нефтяного освоения территорий, особенно характеризующихся аномальными проявлениями геодинамических процессов, экологические риски чрезвычайно велики. Для компаний, работающих в Каспийском регионе, являющимся, с одной стороны, крайне геодинамически нестабильным, с другой – единой областью деятельности ряда стран, проблема аварийности имеет особо важное значение.

Исходя из установленных пространственно-временных закономерностей развития

современных геодинамических процессов в пределах Каспийского региона, можно с известной долей уверенности предположить, что прокатившаяся в апреле 2000 г. промышленная аварийность на нефтегазовых объектах по всему казахскому сектору северной части Каспийского моря, включая море и сушу, имела геодинамическую природу, что подтверждается следующим:

1. Массовая аварийность, одновременно происшедшая на объектах различных нефтегазовых компаний и территориально приуроченная к одной структурной зоне, могла быть связана с аномальным изменением напряженно-деформированного состояния земной коры в этой зоне.

2 Погружение под воду огромного сектора казахского побережья с месторождениями Каламкас и Каражанбас могло произойти по причине современного локального прогибания земной поверхности в результате опускания одного из тектонических структурных блоков, что периодически происходит всегда и везде в силу волнового хода развития современных блоковых вертикальных движений земной коры. Территория Каспийского региона не исключение: напротив, волновой ход развития современных деформационных процессов, подчеркивающий блоковую тектоническую мобильность, здесь происходит наиболее ярко.

Возможность быстрых и высокоамплитудных тектонических нисходящих движений в пределах одного из блоков структуры северной части Каспийского моря, в результате чего была внезапно затоплена обширная прибрежная зона с нефтяными промыслами, не должна вызывать сомнений, поскольку в истории известны и более показательные аналогичные примеры аномальных проявлений современной геодинамики недр. В частности, в результате землетрясения Шинсай (1 сентября 1923 г.) в заливе Сагами (Япония) морское дно опустилось на 400 м.

3. На фоне общей неблагоприятной экологической обстановки на Каспии за последнее десятилетие уверенно отмечается волновой ход в динамике экологического состояния среды обитания морских животных, а именно резкое его ухудшение повторяется через каждые 2-3 года.

Возможно, ухудшение экологической ситуации на Каспии в 1995 и 1998 гг. могло быть также связано с нефтяным загрязнением моря в результате аварийных ситуаций, либо с поступлением нефтепродуктов в воды Каспийского моря непосредственно из глубинных нефтенасыщенных горизонтов по трещинным каналам разломных зон.

Необходимо отметить, что время каспийских событий 2000 г. (резкого прогибания одного из участков казахского побережья северной части Каспийского моря, а также взрывов на двух скважинах соседних месторождений Тенгиз и морское Кашаган) совпадает:

1) с активизацией крупного глубинного разлома север – северо-западного простирания, ограничивающего Бузачинский свод на востоке;

2) с общим планетарным и региональным стрессовым изменением напряженно-деформационного состояния земных недр.

Статистика аварийности на нефтегазовых объектах в мире приведена ниже.

Ущерб от аварий и катастроф при освоении морских нефтегазовых месторождений и транспортировка углеводородов чрезвычайно велик, и по статистике на каждый случай составляет [4, 104]:

- на морских трубопроводах – до 100–200 млн долл.;
- морских платформах – до 100–1200 млн долл.;
- танкерах – до 100–10 000 млн долл.;
- человеческие жертвы;
- экологические катастрофы.

К составляющим общей угрозы безопасности отнесены:

- процессы и явления в геологической среде;
- нештатные технологические процессы и режимы;
- опасности техногенного происхождения;
- природно-климатические условия и экстремальные гидрометеорологические факторы;
- террористические и диверсионные действия;
- оборонная и экономическая деятельность на море.

Статистика аварий на СПБУ с гибелью и тяжелыми последствиями за достаточно протяженный период 52 года (1956 – 2007 гг.) приведена на рисунке 1.3.1, а количество аварий на ПБУ в зависимости от их типа (включая распределение выбросов по режимам работы и по типу сооружений) представлено на рисунке 1.3.2 [128]. Всего рассмотрено 110 случаев крупных аварий. Как следует из приведенных сведений, большинство аварий на СПБУ произошло:

- при стоянке на точке (наиболее длительный и опасный режим);
- в Мексиканском заливе (там эксплуатируется большинство СПБУ);
- за десятилетие в период 1971-1980 гг., когда количество аварий составляло 27%, а число погибших – 203 (70% от числа погибших за 52 года).

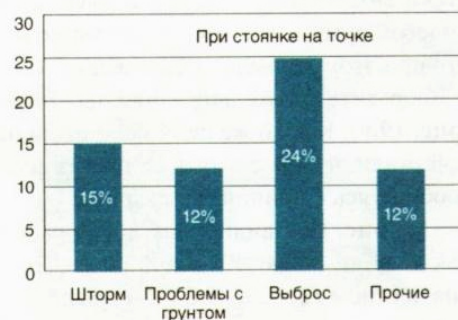
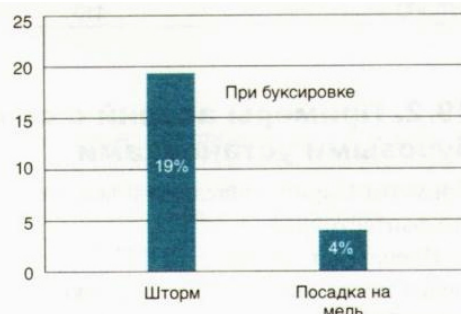
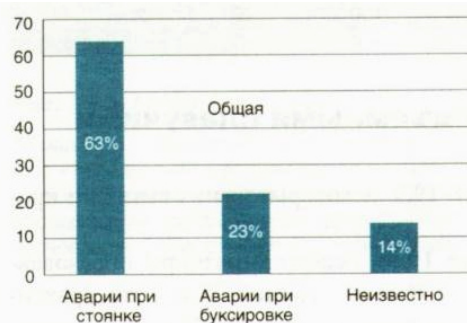
На рисунке 1.3.3 представлена авария СПБУ Torrey III. Произошел выброс газа и образование в донном грунте воронки диаметром 76 м и глубиной 73 м, а также оседание в воронку двух из трех опор и опрокидывание установки. Пострадавших не было [90].

На рисунке 1.3.4 представлена авария СПБУ Maersk Victory. Опора СПБУ провалилась в грунт на 10 м при установке на точку, экипаж эвакуирован. Ущерба окружающей среде не было. Причина аварии – отсутствие достаточных инженерно-геологических изысканий на месторождении, в том числе данных о несущей способности грунта.

На рисунке 1.3.5 представлена авария СПБУ Usumacina (23 октября 2007 г., Мексиканский залив, также представлен нижний мат, контактирующий с донным грунтом и объединяющий все три опоры). Бурение эксплуатационной скважины через БК – жестокий шторм (ветер – 40 м/с, высота волны – до 10 метров, во время эвакуации погиб 21 человек). Удар кантилевером по БК – повреждение фонтанной арматуры – искрение – воспламенение газа (пожар, потеря вышки, ликвидация аварии через полтора месяца).

Распределение аварий по регионам

Регион	Количество аварий	
	ед.	%
Мексиканский залив	53	49
Европа	13	12
Юго-Восточная Азия	11	10
Африка	7	6
ОАЭ	3	3
Австралия	2	2
Прочее	6	5
Неизвестно	15	13
ИТОГО	110	100



Статистика аварий на СПБУ по основным причинам в период 1956–2007 гг.

Период, годы	Количество аварий		Жертвы, чел.
	ед.	%	
1956–1960	5	4	25
1961–1970	14	13	20
1971–1980	30	27	203
1981–1990	26	24	18
1991–2000	11	10	5
2001–2007	24	22	22
ИТОГО	110	100	293

Рис. 1.3.1. Статистика аварий на СПБУ с гибелью и тяжелыми последствиями [128]

Ясно, что проектировщики не учли величины просадки СПБУ, и под действием периодического раскачивания от волнения кантилевер стал ударяться о БК. Зная эту величину, аварии можно было бы легко избежать, просто подняв корпус СПБУ над БК еще на несколько метров. Как следует из фотографии, такая возможность имеется, поскольку опоры

возвышаются над корпусом на достаточно значительную высоту (СПБУ стоит не на предельной глубине моря).

Количество аварий на ПБУ в зависимости от их типа

Последствия аварии	Тип ПБУ					Итого
	Самоподъемные	Полупогружные	Погружные	Баржи	Суда	
Гибель	49	5	2	4	9	69
Серьезные	63	13	2	3	8	89
Значительные	89	61	5	34	21	210
Незначительные	57	61	3	38	18	176
Без повреждений	59	64	1	9	3	136
Неизвестны	7	2	–	–	2	11
Всего единиц	324	206	13	88	61	691
процентов	46.9	29.8	1.8	12.7	8.8	100

Распределение выбросов по режимам работы

Режимы работы	Количество выбросов	
	ед	%
Разведочное бурение	83	49
Эксплуатационное бурение	38	22
Добыча	33	19
Заканчивание скважин	7	4
Ремонт скважин	10	6
Итого	171	100

Распределение выбросов по типам сооружений

Сооружения	Количество выбросов, ед.
Стационарные платформы	54
Плавучие буровые установки в том числе:	26
самоподъемные	11
полупогружные	10
Баржи	11
суда	3
Неизвестно	11
Итого	100

Рис. 1.3.2. Количество аварий на ПБУ в зависимости от их типа (включая распределение выбросов по режимам работы и по типу сооружений) [128]

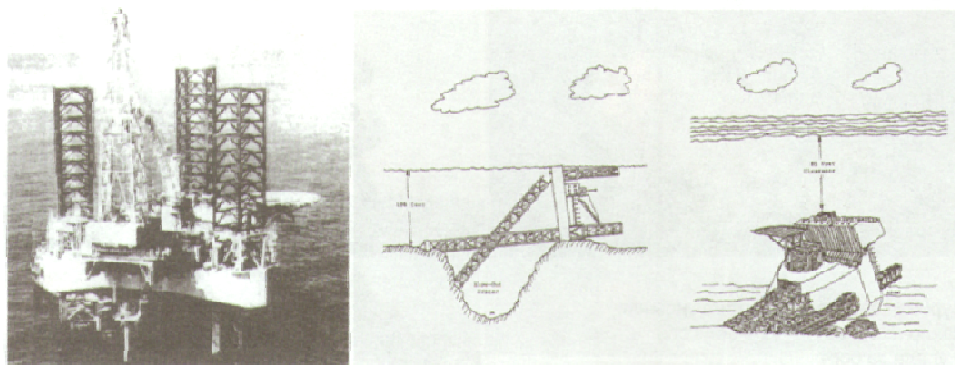


Рис. 1.3.3. Авария СПБУ Торрей III
(19 мая 1975 г., Мексиканский залив, 89 миль юго-восточнее Галвестона, глубина моря – 60 м)



Рис. 1.3.4. Авария СПБУ Maersk Victory
(16 ноября 1996 г., месторождение Gulf Saint Vincent на шельфе Южной Австралии)



Рис. 1.3.5. Авария СПБУ Usumacina
(23 октября 2007 г., Мексиканский залив)

На рисунке 1.3.6 представлено описание аварийных ситуаций, происшедших на шельфе по всему миру (название платформ, дата аварии, их местоположение, жертвы и др.) [128].

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- изучение пространственных закономерностей инженерно-геологических условий;
- производить оценку и прогноз активности и направленности геологических и инженерно-геологических процессов для выявления зон геологической опасности.

При анализе аварийности необходим также всесторонний комплексный подход и постоянный учет трех главных групп взаимосвязанных факторов: технических; человеческих; природных.

В силу весьма значительной пространственной изменчивости по степени «вредности» в порядке уменьшения: грунт; лед; волна, течение и ветер.

Акватории, где производятся работы, обладают только им присущими природными особенностями и гидрометеорологическим режимом:

- глубины и размеры акваторий;
- рельеф морского дна, конфигурация и изменчивость очертаний береговых линий;
- течения, размыв, перенос и накопление донных осадков;
- изменчивость ветрового режима (направленность, продолжительность и сила в зависимости от времен года, месяцев и суток);
- частота и интенсивность волнения;
- ледовые воздействия;
- возможность возникновения землетрясения (следствие – тайфуны, циклоны, ураганы);
- опасные геологические и инженерно-геологические процессы и явления (просадка, залегание в «карманах» свободного мелкозалегающего газа и т.п.).

№	Название платформы	Дата аварии	Местоположение	Жертвы	Аварийная ситуация	Комментарии
1	60 Years of Azerbaijan	09.09.1983	Каспийское море	5	Утонула	Сейсмическая активность
2	Adriatic IV	10.08.2004	Египет	0	Выброс	Взрыв, затем пожар
3	AlBaz	28.04.1989	Нигерия	5	Утонула	Выброс, пожар
4	Aradbrill 19	30.09.2002	Саудовская Аравия	0	Выброс	Взрыв и пожар
5	Blake IV	29.09.1992	Мексиканский залив	0	Выброс	Значительный выброс, пожар
6	Bohai6	1981	Тихий океан	0		Скольжение по грунту
7	Dresser 2	28.04.1988	Мексиканский залив	0	Утонула	Опрокинулась, плохие грунты
8	EnSCO 51	01.03.2001	Мексиканский залив	0	Выброс	Пожар уничтожил большую часть СПБУ
9	Gemini	09.10.1974		18		Провал опоры
10	Glomar Baltic I	09.05.2001	Мексиканский залив	0	Выброс	
11	IXTOC-1	03.06.1979	Мексика	0	Выброс	
12	Keyes Marine	30.05.1990	Мексиканский залив	0	Выброс	

№	Название платформы	Дата аварии	Местоположение	Жертвы	Аварийная ситуация	Комментарии
13	Little Bob	1968-08		7	Выброс	Пожар
14	Maersk Endurer	18.10.1980	Суэцкий залив	3	Выброс	Выход из строя
15	Maersk Giant	23.04.2006	Норвегия	0	Выброс	Сколоповерхностное залегание газа
16	Maersk Victory	16.11.1996	Южная Австралия	0	Выход из строя	Провал опоры
17	Marine IV	13.07.2001	Мексиканский залив	0	Выброс	
18	Martin 4	1980	Южная Америка	0	Выход из строя	Повреждение опор, скольжение по грунту
19	Mr. Louie	1963-05	Германия	0	Выброс	Кратер
20	Ocean King	09.08.2002	Мексиканский залив	0	Выброс	Пожар
21	Penrod 52	20.07.1983	Мексиканский залив	0	Выброс	Выход из строя
22	Pool 55	1987	Мексиканский залив	0	Утонула	Плохие грунты
23	Ranger 4	1997	Мексиканский залив	0	Утонула	Провал опоры, скольжение в кратер
24	Ron Tappmeyer	02.10.1980	Саудовская Аравия	19	Выброс	

№	Название установки	Дата аварии	Местоположение	Жертвы	Аварийная ситуация	Комментарии
25	Saipem Paguro	09.09.1965	Италия	0	Выброс	Уничтожена пожаром
26	Sedco 135F	03.06.1979	Мексика	0	Утонула	Перевернулась после выброса
27	Sedco 252	1989	Индия	3	Выброс	Пожар
28	Teledyne Movable 16	08.01.1989	Мексиканский залив	0	Выброс	Потеря установки
29	Transgulf Rig 10	1959	Мексиканский залив	0	Утонула	Провал опоры, опрокидывание
30	Usumacinta	23.10.2007	Мексиканский залив	22	Выброс	Утечка после шторма, пожар
31	Zacateca	1986-10	Мексика	0	Выброс	
32	Yumil / Zapoteca	10.10.1987	Мексиканский залив	0	Выброс	
33	Zapata Enterprize	1985	Японское побережье	0	Выброс	Пожар
34	107 Zapata Lexington	14.09.1984	Мексиканский залив	4	Выброс	Пожар
35	Zapata Maverick I	1965	Мексиканский залив	0	Утонула	Провал опоры, опрокидывание
36	Zapata Topper III	1975-03	Мексиканский залив	0	Выброс	

Рис. 1.3.6. Описание аварийных ситуаций, происшедших на шельфе по всему миру [128]

1.4. Анализ требований Российских нормативных документов о необходимости мониторинга технического состояния морских нефтегазопромысловых сооружений МНГС

Морские нефтегазопромысловые сооружения относятся к опасным производственным объектам и характеризуются высокой аварийностью. По данным Британской Ассоциации нефтегазовой индустрии, на континентальном шельфе за период с 1990 по 2007 год только на стационарных платформах произошло 6269 несчастных случаев и опасных событий. В США за период с 2000 по 2011 гг. в результате аварий на морских нефтегазовых сооружениях погибло около 70 человек, 1349 человек получили травмы различной степени тяжести. Экономический ущерб от потери одной нефтяной платформы составляет до 1000 миллионов долларов США, а масштабные разливы нефти способны привести к экологической катастрофе [4].

Обеспечение безаварийной эксплуатации объектов обустройства месторождений Каспийского моря является одним из ключевых вопросов, требующих повышенного внимания, поскольку следствием аварии при разработке месторождений может явиться значительный ущерб персоналу и окружающей среде, приостановка добычи и существенные финансовые потери.

Одной из опасностей для морских нефтегазопромысловых сооружений является снижение несущей способности конструкций в результате накопления усталостных повреждений, что в свое время продемонстрировала авария на норвежской платформе «Александр Кьелланд». Эта катастрофа произошла в 1980 г. в результате скоротечного прогрессирующего разрушения в конструкции платформы, вызванного образованием усталостной трещины. Платформа перевернулась и затонула менее чем за 10 минут, погибли 123 человека.

В свете сказанного весьма актуальной задачей становится разработка концепции мониторинга технического состояния конструкций МНГС.

Одним из вопросов при разработке концепции системы мониторинга является выбор способов мониторинга: непрерывный автоматизированный (on-line) мониторинг или мониторинг на основе периодических инспекций и обследований. В настоящее время устоявшейся общемировой практикой является проведение периодических инспекций и обследований с последующим анализом полученных результатов и, в случае необходимости, выдачей рекомендаций о необходимости осуществления ремонтных или восстановительных мероприятий. Также по итогам оценки фактического состояния конструкций вносится корректировка в программу инспекций.

Примерный алгоритм последовательности действий при мониторинге технического состояния на основе периодических инспекций показан ниже (в соответствии с рисунком 1.4.1) [4].

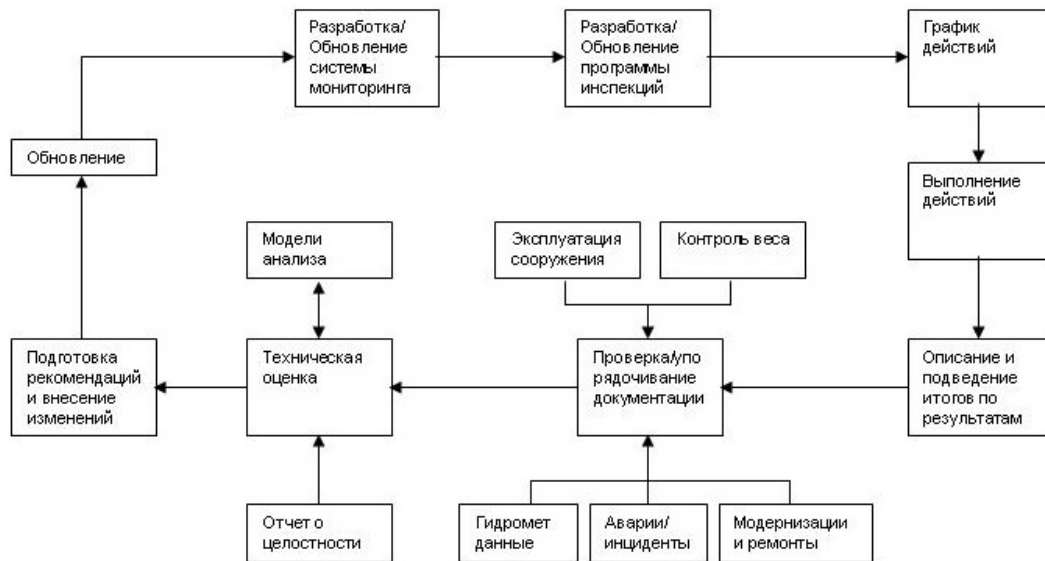


Рис. 1.4.1. Примерный алгоритм последовательности действий при мониторинге технического состояния на основе периодических инспекций [4]

При выполнении мониторинга в соответствии с указанным подходом считается, что полученных в ходе инспекций и обследований данных достаточно для оценки технического состояния конструкций МНГС и подготовки заключения о безопасности сооружения в целом.

В то же время для контроля технического состояния уникальных и особо сложных сооружений, эксплуатирующихся в экстремальных условиях, проведения периодических инспекций один раз в несколько лет может оказаться недостаточным.

В связи с этим определенный интерес представляет опыт эксплуатации китайских платформ в заливе Бохай, где толщина льда составляет 0,6 м, прочность льда на сжатие – 2,3 МПа, глубина моря – 15,5 м. В зимний период ледовые условия являются достаточно суровыми и ледовые нагрузки на установленные там сооружения – определяющими.

Платформы, установленные на замерзающей акватории в заливе Бохай, при взаимодействии с движущимися ледовыми полями испытывали значительную вибрацию. Коэффициент динамичности достигал значения 1,6. Подводная инспекция одной из платформ показала, что уже после 15 лет эксплуатации в ее конструкции появились многочисленные трещины, что заставило обратиться к тщательному анализу этого вопроса [4].

Начиная с 1980-х годов, в заливе Бохай осуществляется постоянный мониторинг ледовых условий на акватории месторождения, давление льда на конструкции платформ и реакция сооружений.

Практика автоматизированного (on-line) мониторинга была разработана и успешно

применена на платформе JZ20 в заливе Бохай (см. рис. 1.4.2), начиная с 1999 года, после того как две установленные в заливе платформы были полностью разрушены под воздействием движущихся ледовых полей. Платформа JZ20 высотой 55,4 м опирается на 4 колонны диаметром 4,0 м с расстоянием между ними около 9 м.

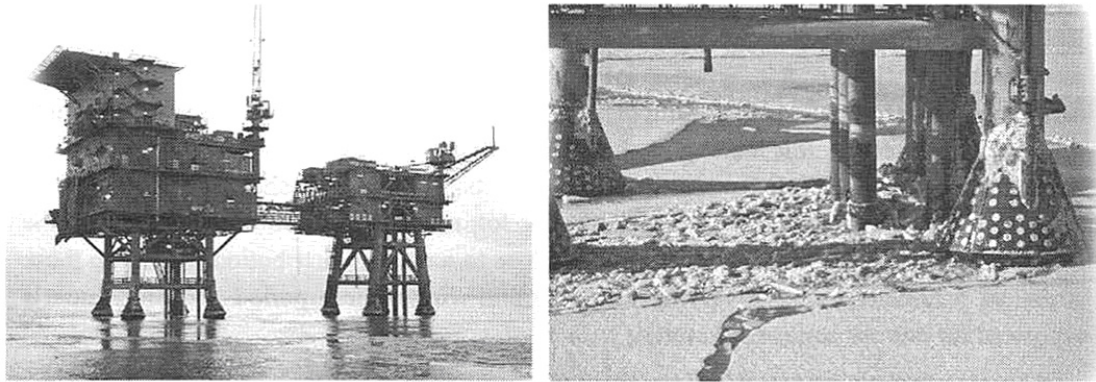


Рис. 1.4.2. Платформа JZ20 в заливе Бохай [4]

Система автоматизированного мониторинга на платформе JZ20 включает следующие три подсистемы:

- подсистемы мониторинга внешних воздействий и реакции конструкции на их воздействие, осуществляемого с использованием установленных на платформе датчиков (в соответствии с рисунком 1.4.3);
- подсистемы оценки безопасности, в которой усилия в элементах конструкции сравниваются с допускаемыми в реальном масштабе времени (в соответствии с рисунком 1.4.4);
- подсистемы хранения и учета данных.

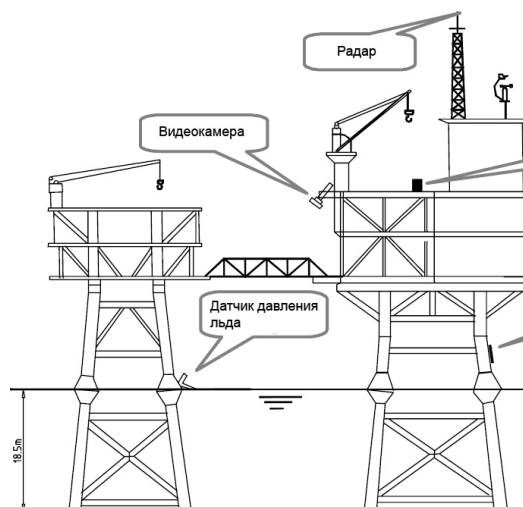


Рис. 1.4.3. Датчики подсистемы мониторинга внешних условий и реакции конструкции

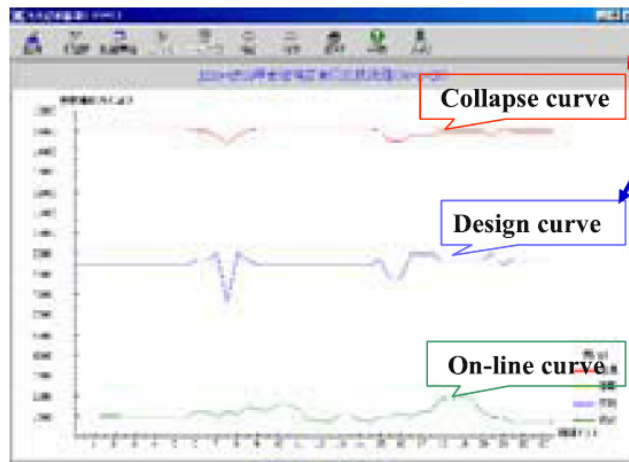


Рис. 1.4.4. Интерфейс подсистемы оценки безопасности

Примечание. На рисунке использованы следующие условные обозначения:

—	предельное значение параметра
—	проектное значение параметра
—	измеряемое значение параметра

В Российской Федерации необходимость мониторинга технического состояния МНГС регламентируется требованиями Российских нормативных документов:

- СП 58.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Общие положения» [264];
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» [266];
- ГОСТ 31937-2011. «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния» [248].

В указанных документах содержатся определенные указания относительно выбора способа мониторинга. Так, в соответствии с требованиями СП 58.13330.2012, введенного в действие с 1 января 2013 года, для сооружений I и II классов следует предусматривать возможность применения автоматизированной системы мониторинга. В соответствии с требованиями ГОСТ 31937-2011, для уникальных зданий и сооружений устанавливается постоянный режим мониторинга.

Таким образом, современные отечественные нормативные документы не только устанавливают необходимость проведения мониторинга технического состояния объектов обустройства морских месторождений, но и определяют, что для уникальных сооружений I класса ответственности система мониторинга должна быть непрерывной и автоматизированной.

В соответствии с этим подходом очевидно, что система мониторинга технического

состояния конструкций МНГС должна включать в себя три основных направления:

1. система автоматизированного мониторинга целостности конструкций МНГС;
2. система планирования и проведения периодических инспекций и обследований;
3. система сбора, обработки, хранения данных мониторинга и выдачи предупредительных сигналов.

При этом в состав системы автоматизированного мониторинга целостности конструкций МНГС в зависимости от типа сооружения и решаемых задач могут входить подсистемы:

- определения фактических силовых воздействий (давления) на сооружения плавучего льда и морского волнения;
- определения параметров напряженно-деформированного состояния несущих элементов конструкции;
- определения параметров вибрации сооружений (непрерывная фиксация скоростей и ускорений элементов конструкции при силовых воздействиях плавучего льда и морского волнения).
- определения пространственного положения сооружения;
- определения параметров напряженно-деформированного состояния грунтового основания сооружения.

В состав системы планирования и проведения периодических инспекций и обследований может включаться:

- контроль коррозионного износа несущих элементов конструкции;
- контроль образования и развития трещин, в том числе в сварных швах;
- контроль целостности лакокрасочного покрытия и протекторов, наличия вмятин и прочих дефектов.

Разработка автоматизированных стационарных систем мониторинга технического состояния оснований и строительных конструкций включает в себя следующие этапы:

1) На основе анализа возможных природно-техногенных воздействий, возможных неквалифицированных действий или отсутствия необходимых действий обслуживающего персонала, конструктивных особенностей объекта разрабатываются модели опасности для объекта.

2) На основе моделей опасности, знаний в области строительной механики (в том числе математического и физического моделирования) и работы строительных конструкций проводят анализ поведения конструкций объекта при реализации таких опасностей и составляют методику проведения мониторинга, а также перечень частей и элементов конструкций объекта, которые необходимо контролировать. Для каждой части и каждого элемента конструкций составляют перечень контролируемых параметров.

3) На основе известных или специально разрабатываемых способов и методов контроля параметров конструкций, аппаратуры и оборудования для контроля составляют технологию проведения мониторинга технического состояния упомянутых выше частей и элементов конструкций объекта.

4) На основе опыта обследования и анализа поведения строительных конструкций, учета скоростей развития негативных процессов в конструкциях и степени возможного допущения изменения их напряженно-деформированного состояния разрабатывают регламент проведения мониторинга.

Осуществление мониторинга технического состояния объектов обустройства морских месторождений в соответствии с перечисленными выше положениями позволит:

- определить действительное техническое состояние этих объектов и их элементов, получить количественные оценки фактических показателей качества конструкций (прочности, и др.) с учетом изменений, происходящих во времени, для установления состава и объема работ по ремонту или реконструкции;

- получить информацию, достаточную для принятия обоснованного решения о возможности дальнейшей безаварийной эксплуатации объекта в случае нормативного или работоспособного технического состояния).

ВЫВОДЫ

1. За период с 1960-х годов по настоящее время убедительно доказана целесообразность, а часто и необходимость использования метода аналогий при инженерно-геологических изысканиях. Работами многих отечественных учёных создана теоретическая и методическая основа применения метода аналогий в его различных модификациях. В числе авторов, разрабатывавших метод аналогий в инженерной геологии, Л.Б. Розовский, А.В. Количко, А.А. Каган, Н.Л. Шешеня, И.В. Дудлер, Е.М. Пашкин, Л.Д. Чхеидзе и другие. Метод аналогий применялся исследователями главным образом для решения задач прогнозирования опасных геологических и инженерно-геологических процессов, преимущественно при изысканиях на шельфе.

Впервые понятие «метод инженерно-геологических аналогий» (ИГА) было введено Е.М. Пашкиным в 1981 году применительно к инженерно-геологическому обоснованию строительства тоннелей.

Весьма актуальной задачей становится разработка концепции мониторинга технического состояния конструкций МНГС.

2. Одним из вопросов при разработке концепции системы мониторинга является выбор

способов мониторинга: непрерывный автоматизированный (on-line) мониторинг или мониторинг на основе периодических инспекций и обследований. В настоящее время устоявшейся общемировой практикой является проведение периодических инспекций и обследований с последующим анализом полученных результатов и, в случае необходимости, выдачей рекомендаций о необходимости осуществления ремонтных или восстановительных мероприятий. Также по итогам оценки фактического состояния конструкций вносится корректировка в программу инспекций. Однако непрерывный автоматизированный мониторинг МНГС может использоваться для накопления материалов (опытная база), которые в дальнейшем можно использовать в научных исследованиях.

В нормативных документах по инженерным изысканиям приведены лишь самые общие рекомендации к реализации метода аналогий. Отсутствуют необходимые для практических целей методические конкретизации, особенно по отношению к инженерно-геологическим изысканиям на шельфе. Всё это обуславливает необходимость развития и совершенствования нормативно-методической базы.

3. Большое количество научных разработок и значительный опыт практического применения аналогий для решения частных инженерно-геологических задач обеспечивают возможность дальнейшего развития метода ИГА применительно к изысканиям на шельфе.

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1. Основные данные о месторождениях и инженерно-геологической характеристики Каспийского региона

Изученные структуры и месторождения российского нефтегазоносного сектора Каспийского моря

Изученные объекты расположены в российском нефтегазовом секторе Северной и Центральной части Каспийского моря. На рис. 2.1.1 приведены Нефтегазоносные структуры и месторождения российского нефтегазоносного сектора в Северной и Центральной части Каспийского моря.

В таблице 2.1.1 приведены данные об основных структурах и месторождениях российского сектора Каспийского моря.

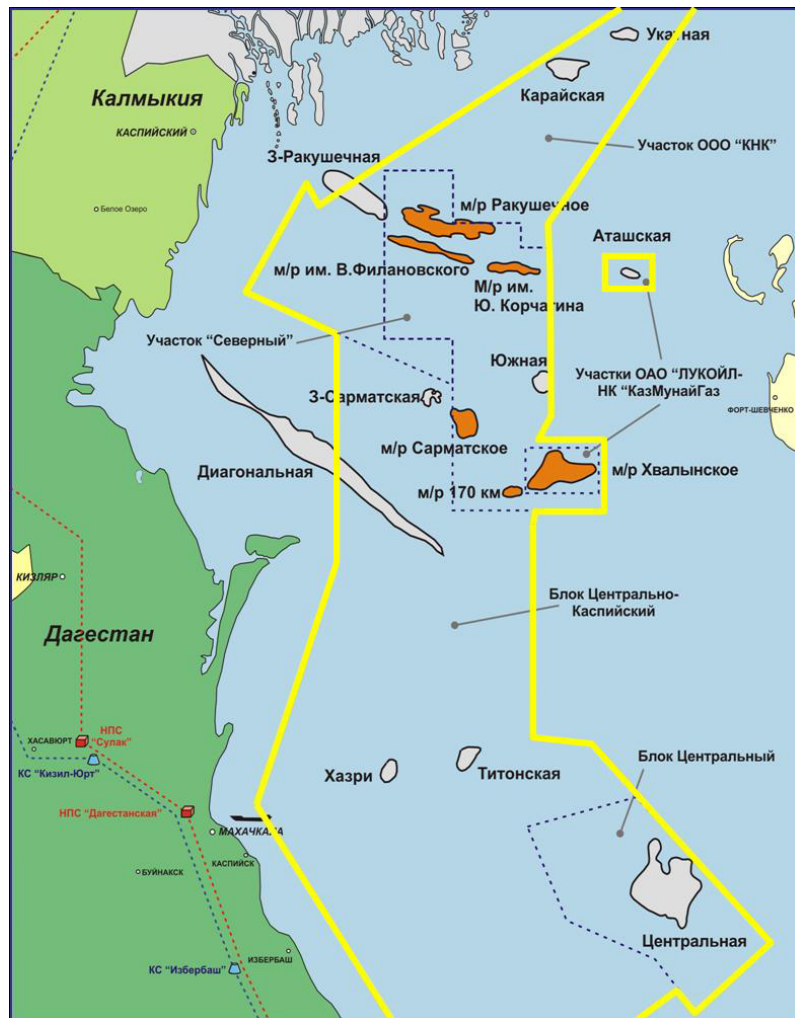


Рис. 2.1.1. Нефтегазоносные структуры и месторождения российского нефтегазоносного сектора в Северной и Центральной части Каспийского моря

**Основные структуры и месторождения российского сектора
Каспийского моря**

Структуры и месторождения	Описание района размещения
М/р Сарматское, «Западно-Сарматское»	Северная часть акватории Каспийского моря в 240 км от Астрахани. Глубина моря в районе месторождения - 5-8 м.
М/р Им. Ю.Корчагина	Северная часть акватории Каспийского моря. 180 км от Астрахани и 240 км от Махачкалы. Глубина моря в районе месторождения составляет 11-13 метров
М/р Им.В.Филановского	Северная часть акватории Каспийского моря в 220 км от Астрахани. 115-118 км от берега. Глубина моря в районе месторождения составляет 5-10 метров.
«Хазри»	Западно-Каспийская система впадин, осложненная Восточно-Сулакским валом; Глубина моря «Хазри» -45,5м,

Особенностями инженерно-геологического характера Каспийского региона является специфический тектонический режим, обуславливаемый «прогибанием» этой территории в так называемое четвертичное время, что наравне с особенностями климата содействовал не один раз трансгрессии Каспийского моря [170].

Указанные комплексы весьма неоднородны по продолжительности формирования, стратиграфической номенклатуре и охвату палеогеографических событий. Полными седиментационными комплексами, включающими отложения полного трансгрессивно-регрессивного цикла развития Каспийского моря являются хвалынский, подразделяющийся на два подкомплекса ($h\nu_1$ и $h\nu_2$), верхнехазарский и, вероятно, нижнехазарский, которые в стратиграфическом отношении могут рассматриваться как горизонты. В пределах района работ в разрезе их наблюдается последовательная смена снизу вверх пестрых по литологическому составу мелководных и прибрежно-морских отложений глинистыми глубоководными морскими и замещение последних в верхах разреза разнообразными по составу дельтовыми, заливно-лагунными отложениями, либо осадками субаэральных фаций [226].

Верхний – новокаспийский комплекс представляет осадки лишь одной ранней стадии трансгрессивно-регрессивного цикла, а мангышлакский комплекс объединяет отложения, накопившиеся на границе двух циклов в период одноименной регрессии.

Бакинский комплекс по продолжительности формирования, разнообразному сочетанию фациально-генетических типов отложений представляет собой наиболее крупное стратиграфическое подразделение типа «надгоризонта».

Границы между указанными подразделениями на сейсмоакустических записях проявляются не всегда отчетливо в силу их субгоризонтального залегания. Исключением

является граница между хвалынскими и перекрывающими их голоценовыми мангышлакскими и новокаспийскими отложениями.

К числу основных особенностей грунтовой толщи в районе работ, учитываемых при планировании и организации инженерно-геологических изысканий, при определении мест, безопасных для размещения объектов обустройства относятся:

- тонкая стратификация грунтовой толщи;
- сложная структура, крайне пестрый литологический состав, разная степень консолидации и высокая степень неоднородности физико-механических свойств грунтов верхней части грунтовой толщи в интервале до 15-20 мм от дна;
- значительная инверсия свойств по разрезу, обусловленная сменой палеогеографических условий в четвертичное время, и присутствие в разрезе грунтов, интенсивно преобразованных в субаэральной среде при полупустынных условиях в периоды регрессии Каспийского моря;
- широкое распространение в районе «геологических опасностей» – компонентов, неблагоприятных, либо опасных для гидротехнических сооружений.

К числу «геологических опасностей» в рассматриваемом районе относятся:

- неконсолидированные глинистые и органо-минеральные грунты, образующих залежи повышенной мощности в погребенных палеопонижениях мангышлакского периода и речных палеоврезах;
- разнообразные по площади скопления «свободного» (защемленного) газа, локализующихся на разных гипсометрических уровнях, в том числе вблизи донной поверхности.

Для территории северной части Каспийского моря характерно большое разнообразие геологического строения, типов рельефа.

Согласно результатам биостратиграфических исследований и в соответствии с принципами ритмо-стратиграфического анализа, в разрезе грунтовой толщи акватории северной части Каспийского моря выделяются следующие основные стратиграфо-генетические (седиментационные) комплексы, соответствующие по времени формирования известным этапам и стадиям развития Каспийского бассейна:

- новокаспийский комплекс голоценового возраста, сформированный в период новокаспийской трансгрессии – IV nk;
- мангышлакский комплекс отложений раннеголоценового возраста, сформированный в период мангышлакской регрессии – Ivmg;

Комплексы, сформировавшиеся в периоды повышения и последующего снижения уровня моря, соответственно в хвалынский, позднехазарский и раннехазарский периоды:

- хвалынский позднеплейстоценового возраста – $\text{III}h_v$, который часто подразделяется на верхнехвалынский – $\text{III}h_{v_2}$ и нижнехвалынский – $\text{III}h_{v_1}$;
- ательский – $\text{III}at$;
- верхнехазарский позднеплейстоценового возраста – $\text{III}h_z$;
- нижнехазарский среднеплейстоценового возраста – $\text{III}h_{z_1}$.

Комплекс отложений, залегающих ниже в основании плейстоценовой толщи, рассматривается без дополнительного подразделения как бакинский комплекс раннеплейстоценового возраста.

Значимую роль в проведении геолого-инженерных изысканий играет схематическое обозначение районирования инженерно-геологического характера Каспийского моря, точнее, части, находящейся на Севере, которая отражает главные закономерности условий инженерно-геологического характера. Районирование основано на тех критериях, которые характеризуют геологическое строение толщи пород до верхней части отложений среднего карбона. Сюда входит и строение толщи четвертичных отложений, как их присутствие, так и неимение в разрезе отложений мезозоя (в особенности верхнеюрских, которые относятся к региональным водоупорам), а также состав и их мощность. Благодаря этому можно проводить территориальную типизацию и обособление некоторых зон инженерно-геологического значения:

Как обычно, на схематическое обозначение такие зоны наносятся, исходя из структурно-тектонических признаков, точнее, области – по геоморфологическим показателям, а районы – по литолого-генетическим отличиям. Для выделения подрайонов либо участков во внимание берутся гидрогеологические показатели, характер, а также состояние пород, основы рельефа, а также формируются процессы геологического характера и иные особенности природы [170].

В тектоническом отношении в пределах северной части Каспийского моря расположены южная и юго-западная часть Прикаспийской впадины и северные районы Скифско-Туранской плиты.

В Прикаспийской впадине ее субаквальная часть – это инженерно-геологический регион II порядка, и в данной схеме мы относим ее в региональную часть I порядка – Восточно-Европейской платформы и составляет она [159] Заволжско-Тугаракчанскую систему прогибов.

Эпигерцинская Скифско-Туранская платформа относится к региону I порядка и является частью северной территории Каспийского моря Полдневско-Бузачинской системы поднятий и Каспийско-Мангышлакской системы поднятий, которые входят в Карпинский кряж Карпинского, а еще Западно-Каспийской моноклиналию на юге – регионами II порядка. (Посмотреть еще раз предложение, что-то не так с точки зрения грамматики)

М.В. Чешев [170] в своей работе предоставил схематическое инженерно-геологическое районирование Каспийского моря, точнее, северной части этого района (табл. 2.1.2).

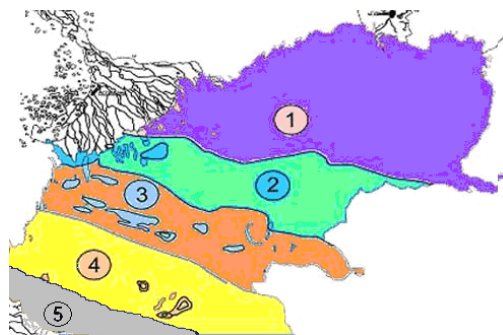
Таблица 2.1.2

**Схема инженерно-геологического районирования северной части Каспийского моря
(по Чешеву М.В.) [170]**

Инженерно-геологические регионы I порядка	Инженерно-геологические регионы II порядка	Инженерно-геологические области	Инженерно-геологические районы
Восточно-Европейская платформа	Прикаспийская впадина. Заволжско-Тугаракчанская система прогибов	Прибрежная отмель с редкими придельтовыми островами	ИГРа – 1 Район распространения древне- и новокаспийских отложений на глубине до 5 м от уровня моря, осложненный солянокупольной тектоникой
Эпигерцинская Скифско – Туранская платформа	Кряж Карпинского. Полдневско-Кулалинский вал	Прибрежная отмель с единичными островами	ИГРа – 2 Район распространения древне- и новокаспийских отложений на глубине до 5 м от уровня моря
	Кряж Карпинского. Каспийско-Мангышлакская система поднятий	Прибрежная отмель с островами и барами	ИГРа – 3 Район распространения древне- и новокаспийских отложений на глубине до 13-18 м
	Западно-Каспийская моноклираль	Внешний (южный) край прибрежной отмели	ИГРа – 4 Район распространения древне- и новокаспийских отложений (за исключением мангышлакских) на глубине до 30 м от уровня моря

М.В. Чешевым было выделение инженерно-геологических районов. Первый из них (ИГРа-1) соответствует Заволжско-Тугаракчанской системе прогибов и прибрежной отмели с редкими придельтовыми островами, ИГРа – 2 – Полдневско-Кулалинскому валу и прибрежной отмели с единичными островами. Третий район (ИГРа – 3) соответствует Каспийско-Мангышлакской системе поднятий и прибрежной отмели с многочисленными островами и барами, последний район (ИГРа – 4) – Западно-Каспийской моноклинали и соответственно внешнему (южному) краю прибрежной отмели.

На рис. 2.1.2 показано распределение объектов исследования по инженерно-геологическим районам (но уже в карту районирования М.В. Чешева включен Центральный район ЦР-1).



1 – ИГРа - 1, 2 – ИГРа-2, 3 – ИГРа-3, 4 – ИГРа-4, 5 – ЦР-1

Рис. 2.1.2. Схема инженерно-геологического районирования акватории в Северной и Центральной части Каспийского моря

Примечание. Составитель: Маштаков А.С.

Объекты исследования по ИГРа представлено в таблице 2.1.3, в пределах которой доминирующее значение имеют инженерно-геологические районы ИГРа – 3 и ИГРа – 4.

Объекты исследования включали также структуру Центральной части Каспийского моря - «Хазри».

Структура «Хазри» расположена в центральной части Восточно-Сулакского вала. Она подготовлена к глубокому бурению по отражающим горизонтам J_3 и K_1 сейсморазведочными работами в 2005 г. Она представляет собой по нижнемеловым и верхнеюрским горизонтам изометрическую структуру размерами 6,5х5,5 км, амплитуда на уровне неокома более 100 м, площадь 20,5 км², на уровне верхней юры амплитуда 200 м, площадь 23,0 км².

На акватории структуры «Хазри» глубины моря от 40 до 50 м, рельеф дна представляет пологоволнистую поверхность.

На акватории центральной части Каспийского моря высоты волн повторяемостью 1 раз в 100 лет при 0,1% обеспеченности колеблются от 14,9 до 15,5 м.

Таблица 2.1.3

Объекты исследования (месторождения и структуры российского сектора ИГРа Северного и Центрального Каспия)

Инженерно-геологические районы	Локальные структуры и месторождения
ИГРа – 1	—
ИГРа – 2	Укатная, Северо-Укатная
ИГРа – 3	м/р Им.В.Филановского, м/р Им.Корчагина, м/р Ракушечное,
ИГРа – 4	Хвалынское м/р, м/р Сарматское, м/р «170 км»
ЦР-1	«Хазри»

Примечание. В ИГРа – 1 находятся месторождения и структуры, которые не относятся к российскому сектору Северного Каспия.

Поверхность дна в пределах участка для размещения СПБУ дифференцирована по микрорельефу и экспонированным на ней донным грунтом. На основной площади месторождений и структур дно плоское, сложено песком, глином, илом, содержащим включения мелкого раковинного детрита.

Изыскания на объектах проводились для стадий разработки предпроектной, проектной и рабочей документации, на разных этапах проектирования и разработки месторождений нефти и газа.

2.2. Геологическое строение, рельеф дна и тектоника Каспийского моря.

На основе изученных материалов сейсмоакустического профилирования [220-246] в верхней части разреза четвертичной толщи исследованных районов северной части Каспийского моря можно выделить следующие седиментационные комплексы (СК):

Новокаспийский СК – соответствующий периоду новокаспийской трансгрессии;

Мангышлакский СК – комплекс отложений, накапливающихся за береговой чертой в период хвалынской регрессии;

Хвалынский СК	}	комплексы отложений, сформировавшиеся в период повышения и последующего снижения уровня моря, соответственно в хвалынский, позднехазарский и раннехазарский периоды.
Верхнехазарский СК		
Нижнехазарский СК		

В пределах комплексов выделяются подкомплексы отложений, соответствующих стадиям развития: начальной, соответствующей периоду начала повышения уровня моря; средней, соответствующей максимальному уровню моря, и завершающей, соответствующей периоду снижения уровня моря, выдвижения в южном направлении дельтовых зон и накопление наиболее мелководных осадков.

Схема корреляции между объектами Северного района Каспийского моря по данным инженерно-геологического бурения и сейсмоакустического профилирования приведена на рисунке 2.2.1.

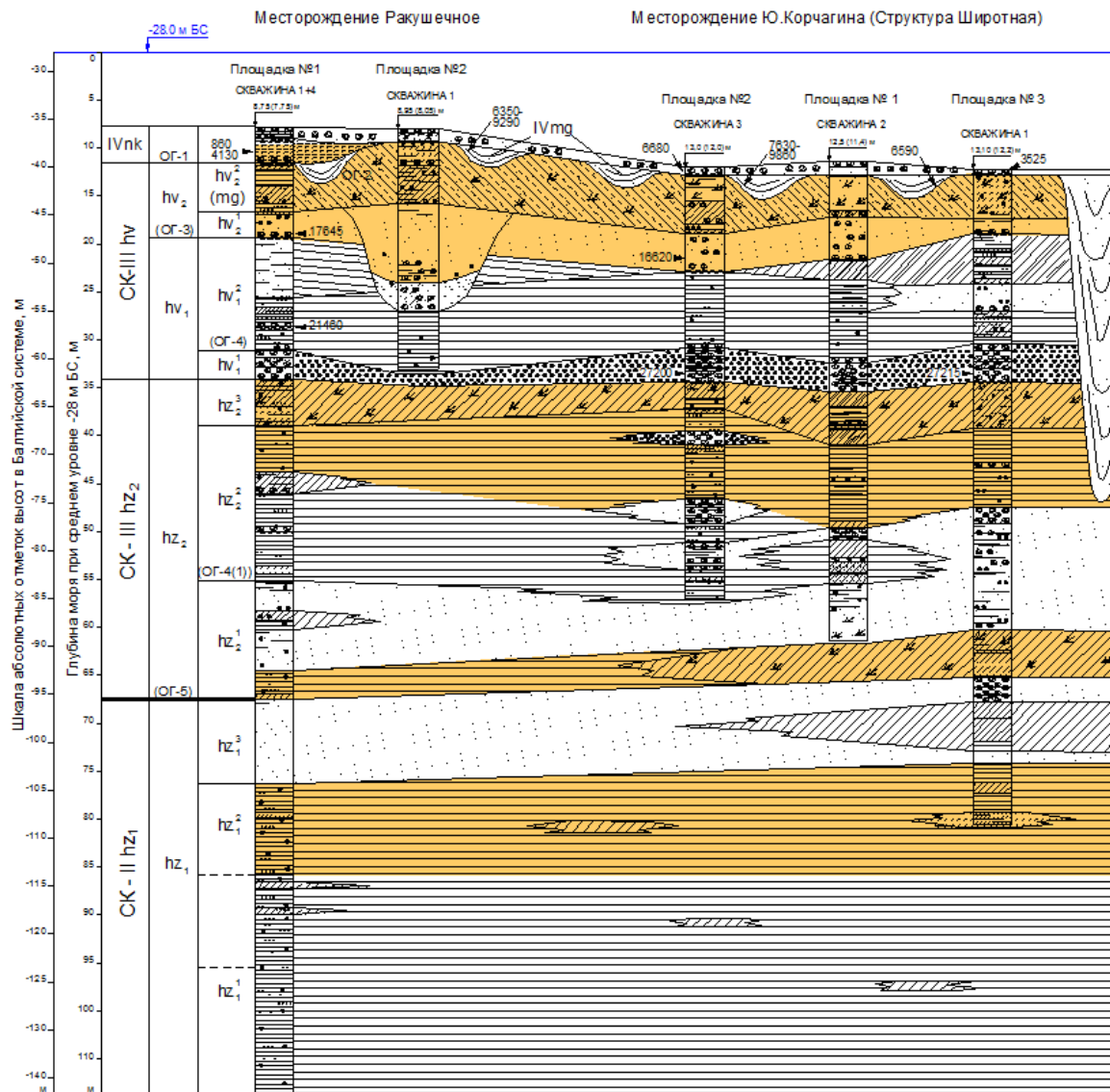
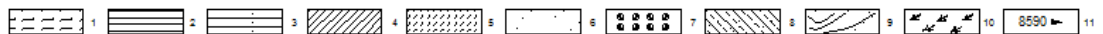


Рис. 2.2.1. Схема корреляции между объектами Северного района Каспийского моря по данным инженерно-геологического бурения и сейсмоакустического профилирования [226]

Условные обозначения:



Грунты: 1 - ил; 2 - глина, 3 - глина, ритмично переслаивающаяся с песком пылеватым, 4 - суглинок (глина алевроитовая, алевроит глинистый), 5 - супеси (алевроит), 6 - песок пылеватый и мелкий, 7 - раковинный грунт и включения раковинных обломков в других видах грунтов, 8 - переслаивание пылеватого-глинистых грунтов (глины, суглинки, супеси) и песка пылеватого (комплекс авандельтовых отложений), 9 - грунты, выполняющие речной палеоврез (аллювиальные и лиманные), 10 - включения растительных остатков (детрита и остатков корней), 11 - абсолютный возраст раковинного материала по C14, лет.

Окрашены интервалы распространения грунтов коричневого и коричневатого-серого цветов. Вверху колонок указаны номера площадок изысканий.

Обобщенная схема корреляции разрезов по направлению север-юг, т.е. в направлении от северного побережья вглубь моря, приведена на рисунке 2.2.2.

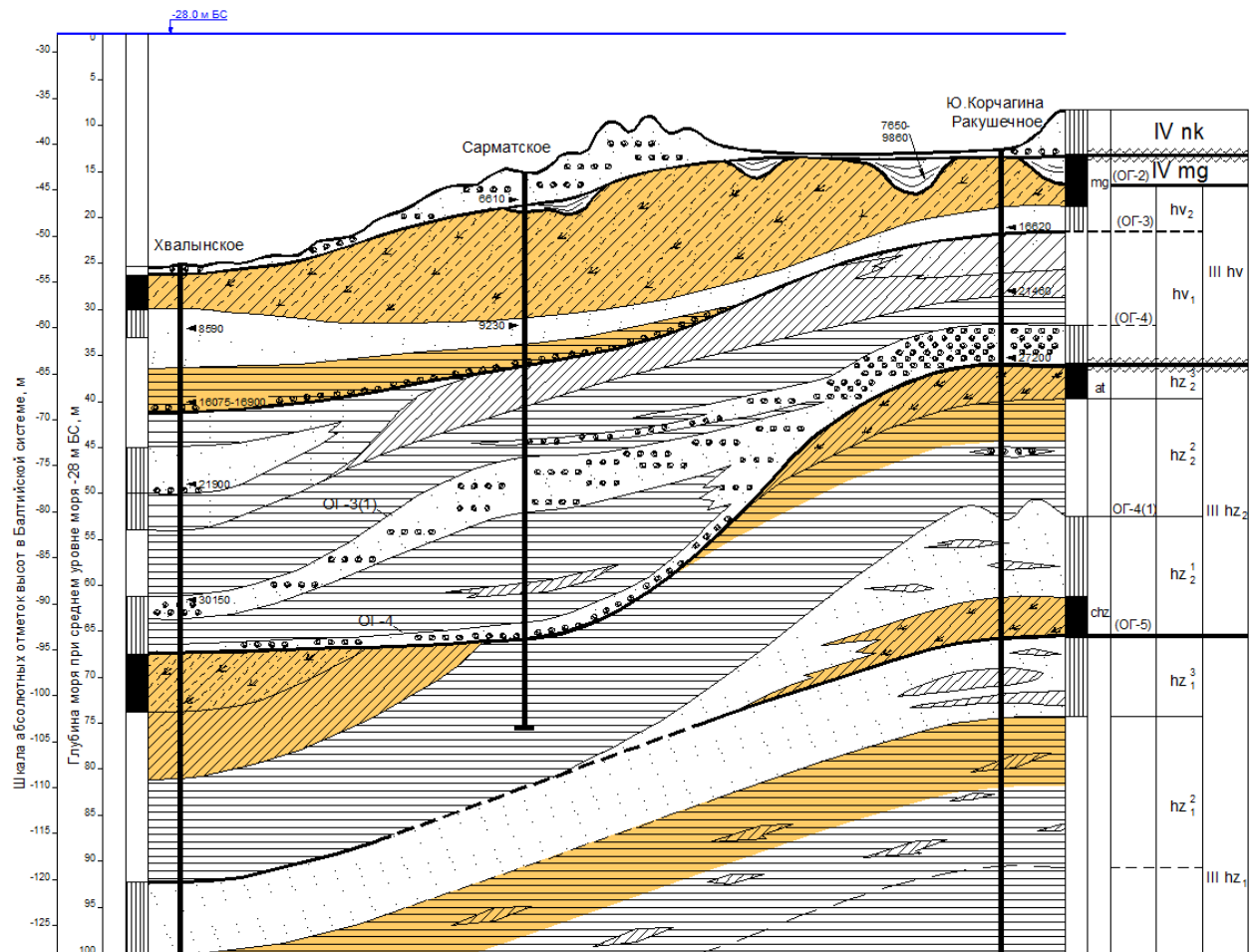
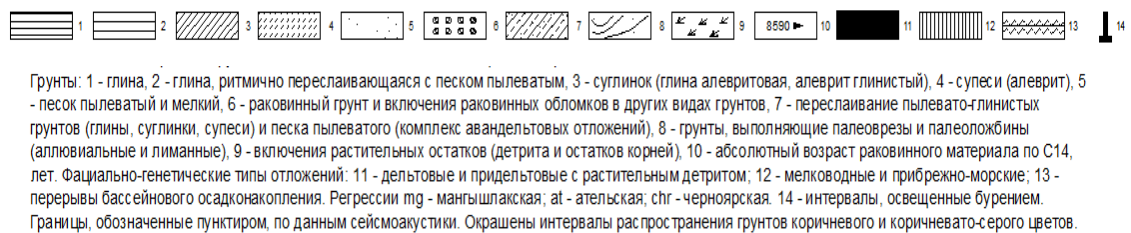


Рис.2.2.2. Обобщенная схема корреляции разрезов грунтового строения Северного района Каспийского моря (по направлению север-юг, т.е. в направлении от северного побережья вглубь моря) [226]

Условные обозначения:



Разрез рассматривается в хронологической последовательности снизу вверх.

Судя по единичным инженерно-геологическим скважинам и по материалам по Северо-Каспийскому региону в целом, в низах грунтового массива залегает мощная толща глинистых грунтов (более 40 м) нижнехазарского осадочного комплекса, в верхней части в интервале до 25 м, включающая прослои пылеватых (алевритовых), и, возможно, песчаных грунтов. Над глинистой тощей на севере и юге исследованной площади залегает слой мощностью 8-9 м, сложенный песками или песком со слоями глинистых грунтов.

Отложения данного слоя, относящиеся к мелководному фациальному типу, фиксируют собой снижение уровня моря и, соответственно, завершение крупного седиментационного этапа. Очевидно, они могут коррелироваться с чернойским (астраханским) комплексом

субаэральных отложений, распространенным на западном побережье Каспийского моря и в Нижнем Поволжье и хронологически связаны с периодом регрессии.

Рассматриваемый слой песка перекрывается верхнехазарским седиментационным комплексом. В основании его на площади Северного района залегает пачка переслаивающихся песчаных и глинистых отложений, выклинивающаяся в южном направлении. Как указано, в данной части разреза отмечаются признаки накопления осадков в мелководной и прибрежной зоне (наличие растительного детрита в основании пачки, валовидная форма песчаных тел). По сути, данная пачка наращивает разрез песчаных и песчано-глинистых отложений, выделенных в кровле нижнехазарского комплекса и связанных вместе с единым периодом регрессии. На площади месторождения Хвалынского рассматриваемая базальная пачка песчаных и глинистых отложений отсутствует. Здесь на песках, выделенных в кровле нижнехазарского комплекса, залегает слой однородных глинистых отложений, воздымающийся в северном направлении.

В кровле верхнехазарского седиментационного комплекса в Северном районе и на площади Хвалынского месторождения залегают пылевато-глинистые и песчаные отложения с растительным детритом и признаками преобразования в субаэральных условиях. На площадке «Сарматская-1» подобного типа отложения не обнаружены, возможно, в связи с размывом их при последующей трансгрессии.

Таким образом, в разрезе верхнехазарского комплекса зафиксирован полный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. Завершение его связано с крупной, так называемой ательской регрессией. По положению кровли комплекса можно полагать, что уровень моря в этот период снижался до 67-68 м и, возможно, более по сравнению с современным, т.е. до отметок около минус 95 м и даже ниже.

Хвалынский седиментационный комплекс имеет более сложное строение и разделяется по изохроне 16000-17000 лет назад на два подкомплекса – нижний и верхний. Разрез его значительно изменяется в субмеридианальном направлении, а на юге, как рассмотрено выше, также и в субширотном направлении. Южнее Северного района в основании комплекса выделяется тело, в субмеридианальном направлении проявляющееся в виде линзы, а на площади месторождения Хвалынского имеющее клиновидное сечение. Можно полагать, что оно представляет собой залежь типа крупного конуса. В наиболее полных сечениях мощность его составляет около 17 м и 19 м (площадки «Хвалынская-3» и «Сарматская-1»). Разрез этого базального тела в таких скважинах представлен в подошве ракушей с песчаным и пылевато-глинистым заполнителем, вверху – песком пылеватым, а средняя часть – глинистыми грунтами, в литологическом отношении являющимися глинами алевролитистыми и алевритами глинистыми. Формирование данного тела, конуса выноса, согласно определению возраста раковинного материала, завершилось около 30000 лет назад.

В Северном районе в основании хвалынского комплекса залегает слой раковинных грунтов, накопление которых началось около 27000 лет назад. Рассмотренное конусовидное тело и слой раковинных грунтов рассматриваются как нижняя часть нижнехвалынского подкомплекса (hv11), соответствующая началу хвалынской трансгрессии и, согласно приведенным материалам, имеющая на данной стадии две подстадии. Первая подстадия, проявившаяся ранее 30000 лет назад, характеризуется стабилизацией уровня моря на отметках

около минус 70-80 м.

Верхняя часть нижнего подкомплекса также неоднородна по своему литологическому составу. В разрезе ее более выдержанным является слой глинистых и пылевато-глинистых грунтов, перекрывающий конусовидное тело, а в Северном районе базальный слой раковинных грунтов. Мощность его изменяется от 6-7 до 10-12 м. Наибольшая неоднородность проявляется в верхах подкомплекса. В Северном районе в этой части разреза отмечаются среди глинистых грунтов прослойки песка и замещение глинистых грунтов ритмично-переслаивающимися песчаными и глинистыми отложениями. На площади Хвалынского месторождения наблюдается локальное срезание «глинистого» слоя и перекрытие поверхности срезания песчаными отложениями. Формирование поверхности размыва относится к периоду около 22000 лет назад. Завершается разрез подкомплекса глинистыми грунтами, переслаивающиеся на большей части исследованной площади с песками тонкими.

Верхний подкомплекс хвалынского комплекса отчетливо обособляется в разрезе коричневой и коричневатой-серой окраской глинистых и пылевато-глинистых отложений. Он достаточно однороден по абсолютному возрасту раковинный материал, залегающий в основании подкомплекса. В Северном районе абсолютный возраст базальной ракушки находится в интервале 17615-16620 лет, на Сарматском месторождении – 16900 лет, на площади Хвалынского месторождения – в интервале 16200-16075 лет. На всей исследованной площади наблюдается смена вверх по разрезу морских отложений комплексом разнообразных по составу дельтовых отложений. Замещающие внизу морские отложения в Северном районе представлены песком пылеватом, содержащим включения раковинного материала, южнее – глинистыми отложениями и песком.

Дельтовые отложения в субмеридиональном сечении обособляются в виде линзы, имеющей максимальную мощность (около 14-15 м) в районе банка Безымянная. Данный фациально-генетический комплекс отложений представлен разнообразными глинистыми и пылевато-глинистыми разновидностями, песком, нередко глинистым. Характерным компонентом является растительный детрит. В Северном районе на площадке «Ракушечная-2» под пластом дельтовых отложений выделяется врез с тальвегом на отметке около минус 55 м, представляющий, очевидно, переуглубленную русловую протоку.

Полученные датировки органического материала свидетельствуют о последовательном смещении дельтового шлейфа в южном направлении. В Северном районе, судя по абсолютному возрасту органоминеральных грунтов из «мангышлакских» палеоформ, дельтовый комплекс сформирован ранее 9860 лет назад. На площадке «Сарматская-1» возраст раковин из базального слоя дельтовых отложений составляет 9230 лет, а на площадке Хвалынского месторождения возраст раковинного материала из аналогичного слоя составляет 8590 лет.

Рассмотренный дельтовый комплекс связан с «мангышлакской» регрессией, в период которой уровень моря снижался по абсолютной отметке около минус (73-75) м. Комплекс отложений, накапливающихся в период этой регрессии в субэвальных условиях, представлен осадками замкнутых водоемов. Восточнее месторождения Ю. Корчагина и месторождения Хвалынского прослеживается погребенный крупный речной врез, сопряженный южнее на глубине моря около 45 м с обширным конусом выноса.

Комплекс отложений, выделяемых на объектах изысканий как мангышлакский, представлен в большем своем объеме неконсолированными глинистыми, органоминеральными и органическими грунтами. Они выполняют собой остаточные палеопонижения на поверхности рассмотренной выше ранней дельтовой террасы.

Новокаспийский комплекс на большей части исследованной площади представлен песчано-раковинными и раковинными осадками. Максимальная мощность таких осадков наблюдается в пределах банки Безымянная, налегающей на внешний фланг рассматриваемой выше позднихвалынской дельтовой террасы.

Банка Безымянная представляет собой крупное затопленное береговое тело, начавшее формироваться на одной из наиболее ранних стадий стабилизации уровня моря в период новокаспийской трансгрессии. Разрез новокаспийского комплекса резко изменяется по площади месторождения «Ракушечное», приуроченного к северному борту донной котловины, являющемуся внешним склоном придельтовой террасы. Преобладание здесь в разрезе глинистых грунтов, очевидно, связано с влиянием речного выноса в периоды стабилизации уровня моря на отметках ниже современного уровня.

В заключение на основе изложенного целесообразно рассмотреть соответствие комплексов отложений, выделяющихся по принципам ритмостратиграфии, таксономическому рангу стратиграфических подразделений и возможность их выделения на сейсмоакустических разрезах.

Наиболее четко ограничен *хвалынский седиментационный комплекс* по длительности и соответствует климатостратиграфической ступени, проявляющейся в разрезах в виде горизонтов. Соответственно, он может рассматриваться в ранге хвалынского горизонта. Выделяющиеся в его пределах части, соответствующие определенным фациально-генетическим типам отложений, по длительности соответствуют стадиям и, соответственно, должны рассматриваться в качестве слоев или пачек, которые могут объединяться в подгоризонты.

Близок к хвалынской части разреза по мощности и, очевидно, по продолжительности верхнехазарский комплекс. Однако он не имеет четко выраженной нижней границы, поскольку подстилающий его слой песка, вынесенный в состав нижнехазарского комплекса, может рассматриваться как промежуточный между указанными комплексами. В Северном районе в основании комплекса выделяются мелководные (возможно, прибрежно-морские) отложения, которые могут рассматриваться, с одной стороны, как венчающие нижнехазарский цикл осадконакопления, с другой – как начинающие верхнехазарский цикл. Такие мелководные отложения отсутствуют на юге, на площади Хвалынского месторождения. Соответственно, можно полагать, что уровень моря на границе раннего и позднего хазара снижался до отметок не ниже минус (80-85) м. Основная часть верхнехазарского комплекса сложена мелководными глинистыми отложениями, приобретающими в верхней части разреза коричневатого-серый цвет.

Венчается разрез комплекса на севере и юге исследованной площади разнообразными пылевато-глинистыми и песчаными отложениями с растительным детритом. *Верхнехазарский комплекс* (либо на севере только его часть без базальных мелководных отложений), может рассматриваться также в ранге горизонта. Оба этих горизонта могут быть объединены в виде

верхнехазарско-хвалынского надгоризонта.

Нижнехазарский комплекс по мощности и продолжительности формирования должен рассматриваться в ранге надгоризонта. В разрезе его, наряду с верхним слоем песка, следует выделять с чисто практических позиций верхний интервал протяженностью 15-20 м глинистых грунтов с прослоями пылеватых и песчаных отложений, маркируемый на сейсмоакустических записях разноуровненными «яркими пятнами».

Выделяющийся мангышлакский комплекс отложений, сформированных выше уровня моря, следует рассматривать в ранге слоев определенных фациально-генетических типов (озерных, аллювиальных).

Новокаспийские отложения, представляющие собой начальную часть седиментационного комплекса, могут рассматриваться в ранге подгоризонта, разделяющегося по литологическому составу на слои.

Признаки газоносности грунтового массива

В результате выполненных инженерно-геологических изысканий выявлены признаки того, что распространяются, причем очень широко в массиве грунта скопления, так называемого, свободного или другое название – защемленного газа, представляющего компонент, который является небезопасным для тех буровых установок, которые относятся к самоподъемным, а также других сооружений гидротехники, он осложняет и бурение скважин нефтегазопойска. Как пример скопления газа можно рассмотреть сейсмические аномалии по типу залежей (АТЗ), либо высокоамплитудные отражения, так называемые «яркие пятна», интерпретировать которые можно как «газовые карманы».

На рисунке 2.2.3 представлено распределение аномалий газа по разрезу грунтовой толщи на площади выполненных изысканий (месторождения: «Ракушечное», Им. Ю. Корчагина, «Сарматское» и «Хвалынское»).

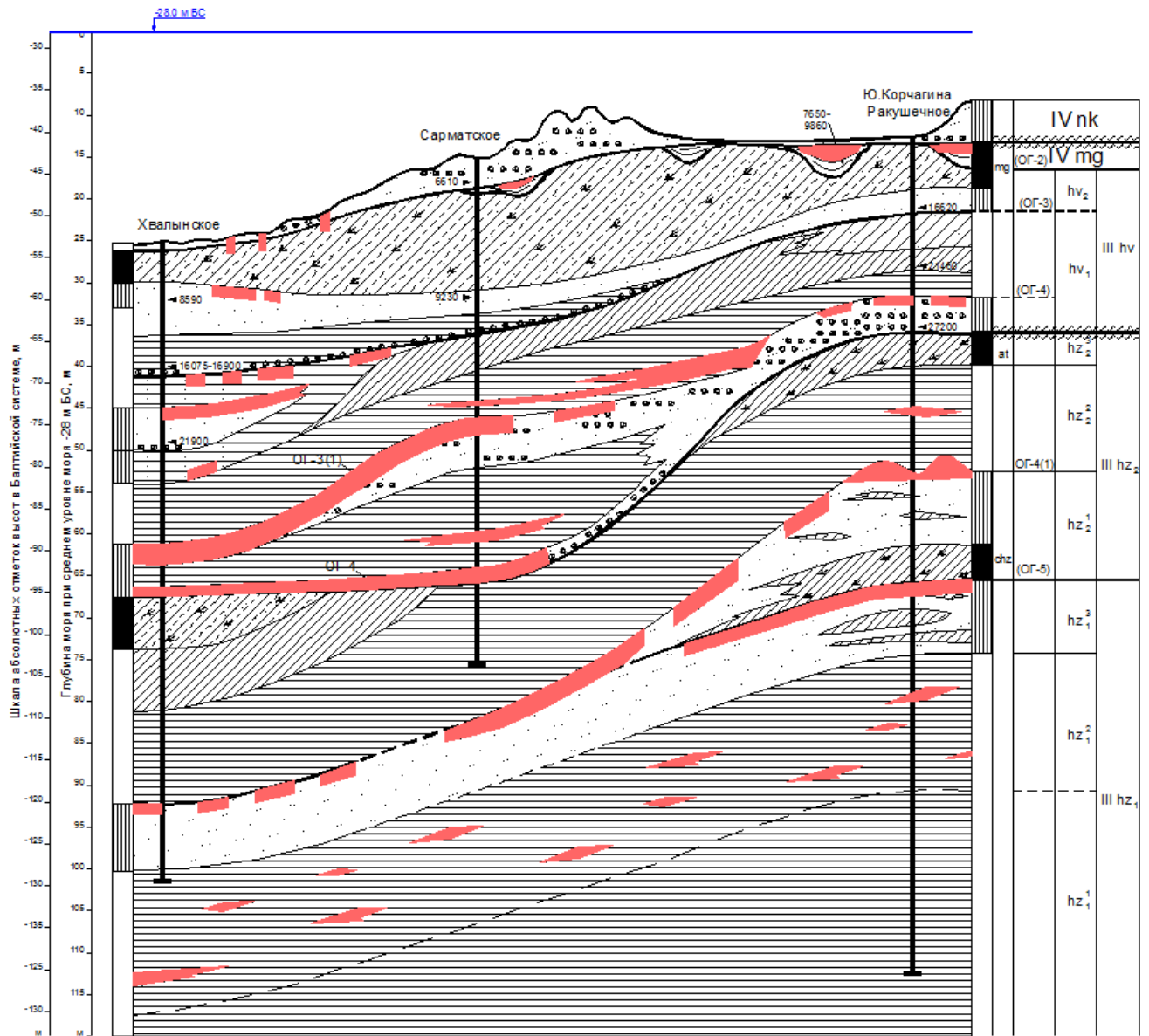
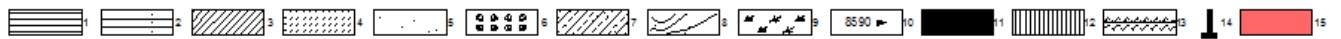


Рис. 2.2.3. Распределение аномалий газа по разрезу грунтовой толщи на площади выполненных изысканий (месторождения: «Ракушечное», Им. Ю. Корчагина, «Сарматское» и «Хвалынское»)

Условные обозначения:



Грунты: 1 - глина, 2 - глина, ритмично переслаивающаяся с песком пылеватым, 3 - суглинок (глина алевроитовая, алевроит глинистый), 4 - супеси (алевроит), 5 - песок пылеватый и мелкий, 6 - раковинный грунт и включения раковинных обломков в других видах грунтов, 7 - переслаивание пылеватоглинистых грунтов (глины, суглинки, супеси) и песка пылеватого (комплекс авандельтовых отложений), 8 - грунты, выполняющие палеоврезы и палеоложины (аллювиальные и лиманные), 9 - включения растительных остатков (детрита и остатков корней), 10 - абсолютный возраст раковинного материала по C14, лет. Фациально-генетические типы отложений: 11 - дельтовые и придельтовые с растительным детритом, 12 - мелководные и прибрежно-морские; 13 - перерывы бассейнового осадконакопления. Регрессии mg - мангышлакская; at - ательская; chr - черноморская. 14 - интервалы, освещенные бурением, 15 - сейсмоакустические аномалии, интерпретируемые как скопления газа. Границы, обозначенные пунктиром, по данным сейсмоакустики.

В районе скопления газа отмечаются у самой поверхности дна внутри палеоложины, выполненных «мангышлакскими» отложениями.

Газ данного стратиграфического уровня является автохтонным, генетически связанным с захороненным в этих палеоформах органическим материалом и относится к типу озерно-болотного.

Наиболее обширные площади его распространения наблюдаются в местах, где палеоложбины перекрыты глинистыми грунтами (площадь месторождения Ракушечное). Судя по опробованию донных грунтов, газовый компонент мангышлакских отложений представлен сероводородом.

В хвалынском комплексе скопления газа отмечаются весьма локально в базальном «раковинном» слое. Они фиксируются в местах возвышения кровли слоя и отображаются на сейсмоакустических разрезах в виде вытянутых линзовидных тел мощностью до 2,5 м, часто с четко выраженными подошвой и кровлей (в соответствии с рисунком 2.2.4). Иногда они отображаются как ореол над нижележащими газоносными залежами. Кровля газоносных отложений расположена на глубине 31-34 м от поверхности моря.

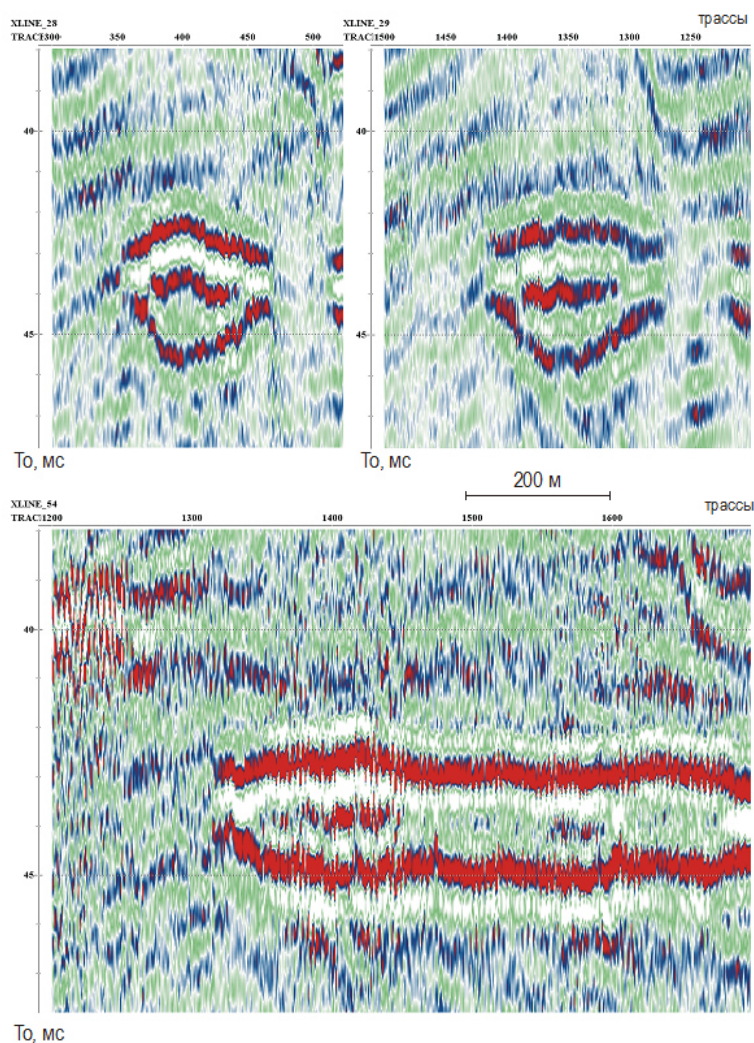


Рис. 2.2.4. Особенности проявления сейсмоакустических аномалий типа «газовый карман», приуроченных к базальному слою раковинных грунтов хвалынского комплекса (площадка «Ракушечная-2») [235]

Примечание. Вверху – поперечное сечение; внизу – продольное сечение.

Более обширные по площади отложения газа находятся в нижней половине верхнехазарского комплекса. Обычно они проявляются как верхняя часть более обширных

многослойных аномалий, охватывающих интервал протяженностью до 70 мс, или около 55-58 м. «Верхнехазарская» часть таких аномалий располагается в интервале 43-49 м от поверхности моря. Отдельные уровни таких аномалий приурочены к местам возвышения кровли вмещающих песчаных слоев. Анализ планового размещения таких аномалий показывает, что они локализируются на вершинах валообразных песчаных тел (в соответствии с рисунком 2.2.5).

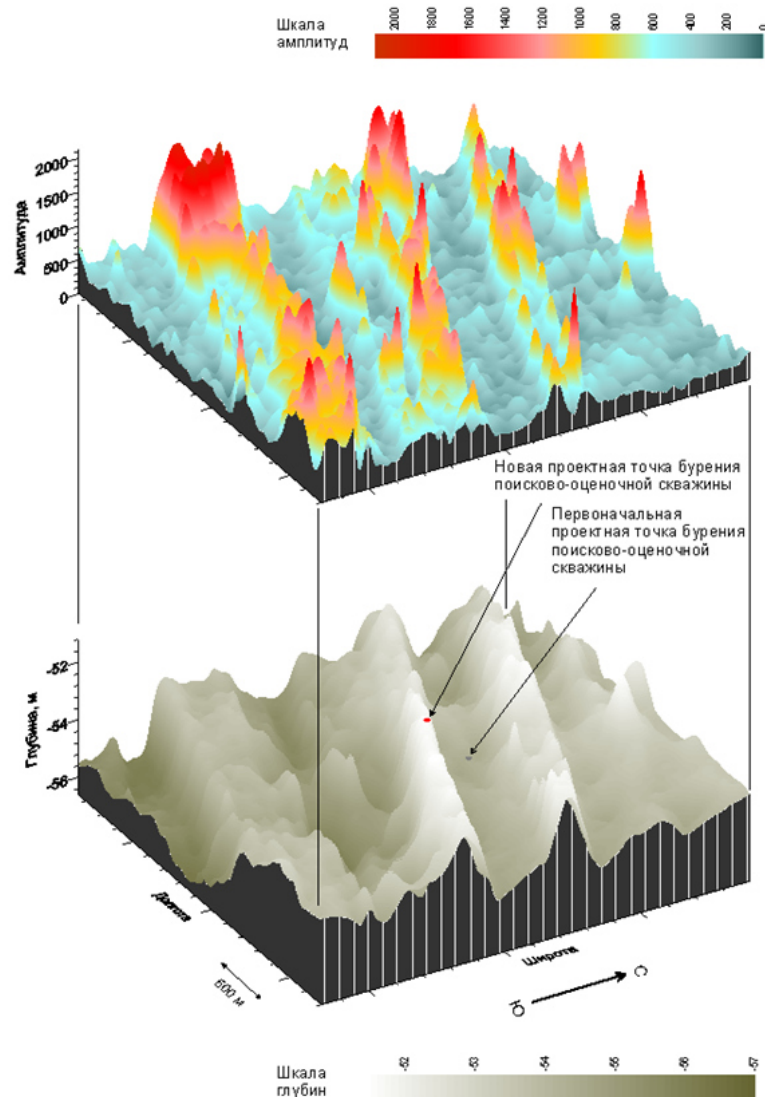


Рис. 2.2.5. Соотношение рельефа кровли слоя песков верхнехазарского комплекса и распределение амплитуд отраженных волн горизонта, фиксирующего донную поверхность (площадка «Ракушечная-2») [235]

Наиболее широко распространены в районе скопления газа на глубинах 60-67 м в песчаном слое, залегающим в кровле нижнехазарского комплекса. Они проявляются по горизонту ОГ-5 и локализируются в местах его возвышения.

В залегающей ниже нижнехазарской глинистой толще сейсмоакустические аномалии проявляются на разных уровнях до 130 мс до глубин около 100 м от поверхности моря. Они фиксируются в виде коротких ярких отражающих площадок, ограниченных обычно по краям дугами дифракций. При этом так же, как и выше по разрезу, над более крупными аномалиями

отмечаются более мелкие (рис. 2.2.5), свидетельствуя о миграции газа вверх по разрезу.

По результатам исследований, Безродных Ю.П. составил и опубликовал в работе [6] карту распространения «геологических опасностей» на участке проектируемого обустройства одного из нефтегазовых месторождений (в соответствии с рисунком 2.2.6).

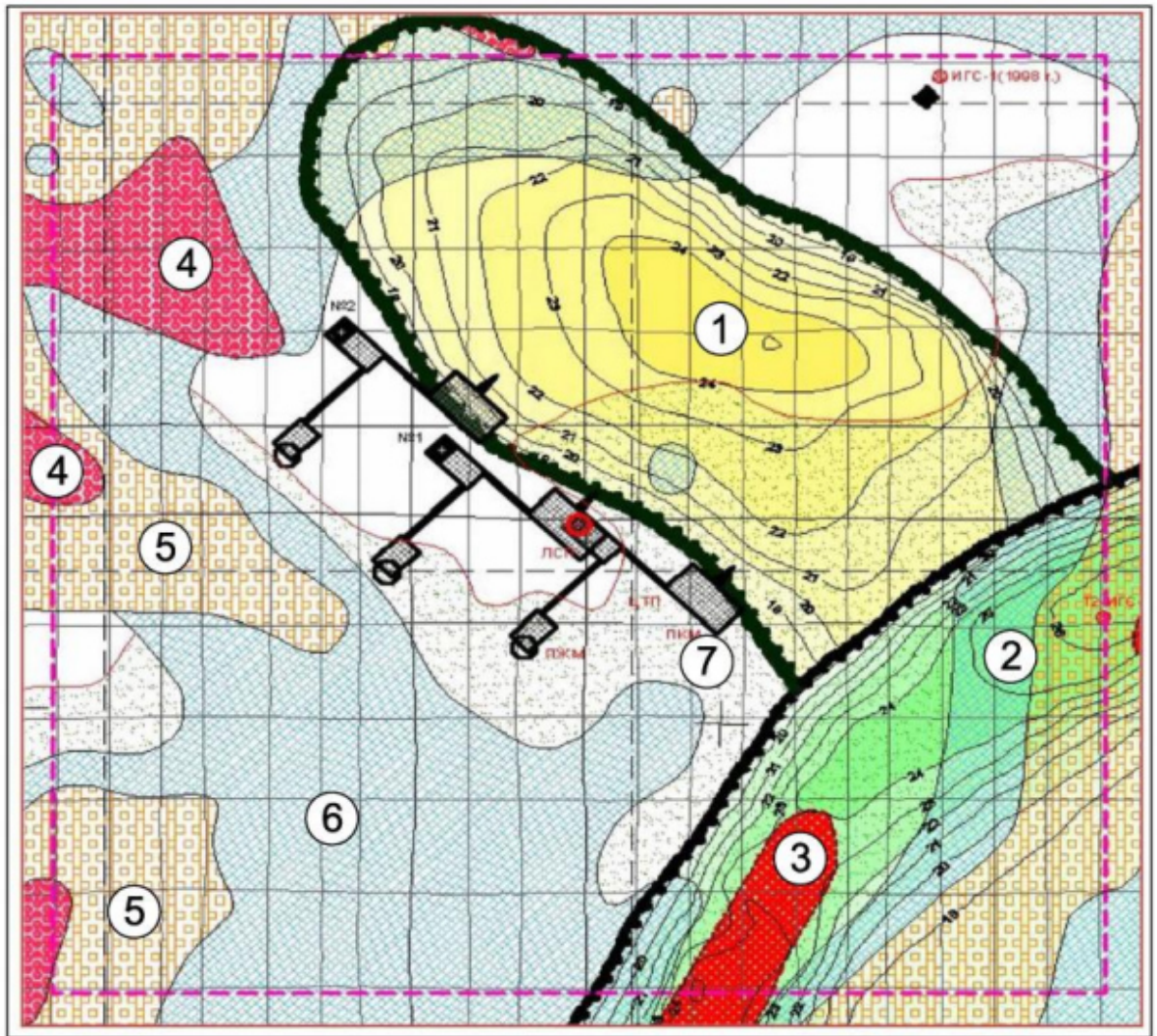


Рис. 2.2.6. Карта распространения «геологических опасностей» на участке проектируемого обустройства одного из нефтегазовых месторождений с вариантами размещения промысловых сооружений [6]

Условные обозначения:

1 - погребенное палеопонижение; 2 - рассекающий его палеоврез с залежами «слабых» глинистых грунтов; 3-7 - скопления свободного (защемленного) газа на разных гипсометрических уровнях

Рельеф дна Каспийского моря

По характеру рельефа дна Каспийское море разделяют на три части: северную, среднюю

и южную. Кроме того, в качестве пограничных элементов рельефа, отделяющих эти части моря, выделяют Мангышлакский и Апшеронский пороги. Первый из них, сравнительно слабо проявляющийся в рельефе, расположен между средней и северной частями Каспийского моря. Апшеронский порог — хорошо выраженная в рельефе дна возвышенность, отделяющая впадину средней части Каспийского моря от впадины южной части Каспийского моря (в соответствии с рисунком 2.2.7).

В рельефе дна Каспийского моря выделяется северная пологонаклонная мелководная прибрежная равнина, напоминающая шельф океанов, однако, по справедливому замечанию О.К. Леонтьева [76], применение термина «шельф» для этой части Каспийского моря не вполне корректно. Как известно, шельф океана — элемент подводной окраины материка, в пределах которой земная кора континентального типа выклинивается, сменяясь в прилегающих участках океанского дна корой океанического типа. Однако Каспийское море — внутриконтинентальный водоем, с повсеместно развитой корой континентального типа, и только в Южнокаспийской впадине предполагается наличие «окна» с субокеаническим типом земной коры, вероятно, реликта Тетиса. Поэтому шельфоподобная прибрежная ступень выделяется под названием «прибрежной отмели» [76].

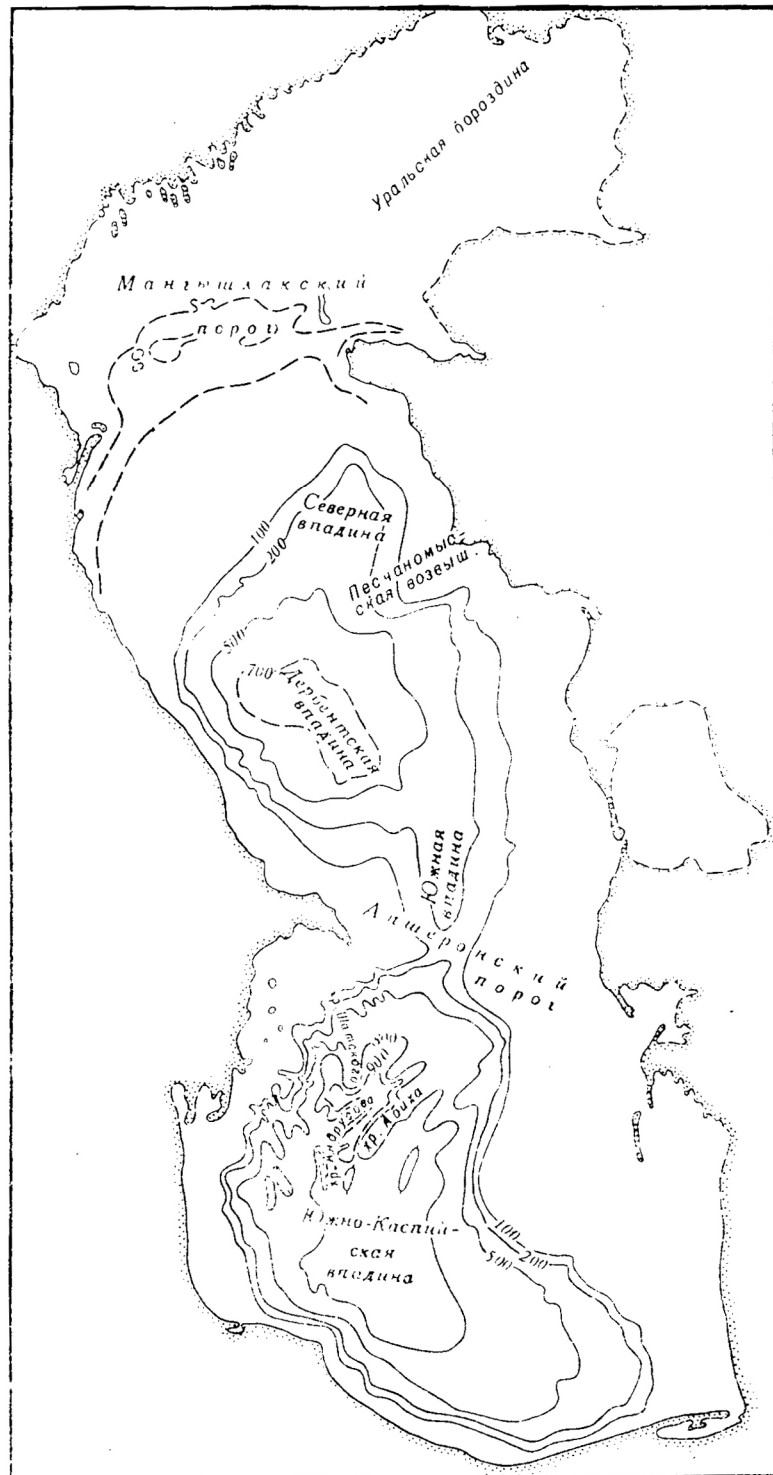


Рис. 2.2.7. Основные орографические элементы дна Каспийского моря [76].

Примечание. Изобаты показаны схематически.

Берега северной части Каспийского моря (от района Аграханской косы и до северного берега Мангышлака включительно) отличаются исключительной отмелостью подводного берегового склона (преобладают уклоны порядка 0,001-0,0001). Изрезанность береговой линии северного побережья связана не столько с деятельностью морского волнения, сколько с особенностями геологической структуры (например, приуроченностью крупных заливов к тектоническим прогибам) или с процессами дельтообразования. Отличительной чертой

береговой зоны Северной провинции является то, что, за исключением Куры, все остальные наиболее значительные реки, впадающие в Каспийское море, имеют свои устья именно на этом побережье. Это обуславливает формирование здесь крупнейших дельт, а также обеспечивает мощный приток терригенного материала в море в виде аллювия тонкого механического состава. В связи с этим воды северной части Каспийского моря отличаются повышенной мутностью, и большие массы наносов переносятся на значительные расстояния во взвешенном состоянии. Переносу взвешенных наносов способствуют также стоковые течения, образуемые речными водами Волги и возникающие при нагонах. Установлено, что взвешенный материал, выносимый Волгой, проникает на юг вплоть до Брянской косы вдоль северо-западного берега Каспийского моря. Известно также, что заносимость Волго-Каспийского канала вдвое превосходит твердый сток рукава Бахтемира, на продолжении которого лежит этот канал. Часть наносов поступает в канал в результате продольного перемещения взвешенных частиц. Это перемещение может быть обусловлено стоковым течением, возникающим при нагонах во время юго-восточных ветров. Максимальная заносимость канала отмечается у морского края авандельты Волги, т.е. там, где заносимость уже мало зависит от речного стока.

Зона максимальной заносимости канала смещается вниз по каналу со скоростью около 0,5 км в год с постепенным смещением морского края авандельты к югу.

Имеются признаки перемещения наносов также в западном и юго-западном направлениях на участке между дельтой р. Урала и пос. Ганюшкино. Здесь отмечены соответствующая ориентировка кос Масловской, Забурунье, Бурле, а также особенно интенсивный прирост берега за последние годы в вогнутости береговой линии между полуостровом Атаманским и косой Бурле. На этом участке за 6—7 лет образовалась широкая плоская песчаная терраса из материала, идентичного аллювию р. Урала.

Другая особенность морфологии и динамики берегов северной части Каспийского моря.

Край шельфа, вернее, его характерные особенности, оказывают влияние на местные циркуляции и их интенсивность. Значительных осадочных изменений не наблюдается во время пологого перехода шельфа на материковый склон, но чем резче становятся такие зоны, тем больше отличительных особенностей они имеют, если их сравнивать с внутренними частями шельфа.

Факторы эндогенного и экзогенного характера не так часто действуют в черте прибрежной отмели. Экзогенные процессы, которые в этой зоне протекают несколько энергичнее, чем в глубоководных зонах, что иногда приводит к образованию чистых экзогенных рельефных форм (например, подводных валов), но стоит отметить, что чисто тектогенных рельефных форм не бывает. Тектонический фактор не столько создает определенные формы рельефа, сколько стимулирует усиление тех или иных экзогенных процессов (абразия или размыв течениями поднимающихся участков, аккумуляция в прогибах, в других случаях — аккумуляция на поднятиях). Северная часть Каспийского моря с его островами и банками являются именно тем примером, который показывает тесную связь тектоники с формами экзогенного характера [72].

Прибрежная отмель Каспийского моря с северной части — обширный участок

протяженностью с севера на юг свыше 200 миль. В его пределах выделяются два района: мелководье к северу от Мангышлакского порога и более глубоководный район между порогом и внешним краем прибрежной отмели. В северном мелководье определяющей особенностью как прибрежных участков, так и центральных районов является преобладание глубин менее 10 м, только на южной окраине они возрастают до 12—14 м.

Из-за мелководности вся граница данного района многократно осушалась в период регрессии моря, при этом испытывала в период продолжительного времени влияние субаэральных процессов. Следы деятельности этих процессов запечатлены и в современном рельефе дна. Они сохранились в виде «бороздин» — затопленных участков речных долин, располагающихся на продолжении крупных рек (Уральская, Волжская) или ныне сухих долин (Мангышлакская бороздина). Эти долины значительно переработаны волнами и сnivelированы осадками, однако до сих пор они выделяются глубинами на 3—4 м большими, чем прилегающие к ним пространства.

Маленькие глубины и пологие уклоны дна обуславливают еще одно своеобразие северного мелководья — яркую роль стонно-нагонных явлений, в результате которых ветровые осушки окаймляют берега в виде широких маршей, сложенных алевритово-илистым материалом.

Дно центральных частей района вследствие его мелководности на всей своей площади подвержено воздействию волн. В связи с этим волнение здесь — главнейший рельефообразующий фактор. Им в основном осуществляется распределение по дну осадочного материала. Наряду с волнением в разnose осадков некоторое участие принимает и стоковое течение, придающее своеобразную ориентировку некоторым аккумулятивным формам.

Вследствие действия указанных экзогенных факторов на фоне выровненного в целом рельефа возникли многочисленные аккумулятивные острова и банки [76].

Бороздины напоминают собой вытянутые ложбинки, имеющие очертания извилин, которые углубляются не на один метр относительно тех участков дна, которые являются прилегающими и ровными; они вместе с банками и островами являются значимыми элементами рельефа дна северной части Каспийского моря. Есть сеть таких бороздин и в граничащей части предела взморья на дельте реки Волги. Начало свое они берут, как правило, с устья больших рукавов, относящихся к Волге, их протяжность — 10-20 км, может быть в направлении Юга или Юго-Востока.

По происхождению эти бороздины представляют сточные ложбинки волжских вод и выработаны они были с помощью эрозионных процессов на мелководье взморья, именно там, где речные потоки имеют возможность размывать, и эта их способность сохраняется на некоторой протяжности уже после того, как река впадает в море.

Есть и такие борозды, которые не имеют никакой связи с современной особенностью потоков реки, к ним можно отнести Уральскую, Мангышлакскую, а также Волжскую.

Стоит проследить и связь между подводным рельефом и тектоникой, она очень интересна. Угол моря с северо-восточной стороны, севернее 46° с. ш., располагается в границе окраины с южной стороны Прикаспийской синеклизы, это очень крупный структурный

элемент, относящийся к Русской платформе. Здесь было обнаружено большое число соляных куполов, которыми характеризуются синеклизы. Установлена большая глубина залегания подсолевого фундамента (5,5—6 км), выявлено два значительных поднятия — Трехбратенское и Шабурбалинское.

С юга синеклиза обрамляется краем платформы, которая как бы приподнята, она образует на суходоле Астраханское, а также Южноэмбенское поднятие, а между ними, уже в самом море, — Северокаспийское. Огромный глубинный разлом ограничивает данную гряду поднятий погребного характера с южной стороны, он разделяет Русскую платформу со Скифской.

Есть здесь и погребной вал под названием Карпинский, относящийся к герцинскому возрасту — он является очень важным элементом Скифской платформы. Наиболее северной частью вала Карпинского является вал Полдневский, он включает, уже в дельте реки Волги, Новогеоргиевское поднятие и прослеживается далее на восток под дном Каспийского моря, будучи выражен в рельефе островами Галкин, Конев, Новый Осередок и несколькими безымянными банками в центре северокаспийского мелководья.

Здесь эта зона поднятий выделяется под названием Северокулалинского вала, переходящего в крупнейшее Бузачинское поднятие, которое образует отмель полуострова, носящего то же название. Наиболее приподнятые участки складчатого фундамента очерчиваются стратоизогипсами 1500—1000 м.

К следующему важному структурному району Карпинского вала относится прогиб Зюдевского, расположенный восточнее так называемой Ракушечной банки, продолжаясь дальше, он имеет вид Южнобузачинского прогиба. В данном месте основание платформы погружается на 2500-3500 метра. Южнобузачинский прогиб выражается в рельефном виде Мангышлакского залива, сюда относится и бороздина, имеющая то же название, и цепочка бессточных впадин, которая тянется, начиная с залива Кочак и заканчивая Мертвым Култуком.

Южнее Зюдевско-Южнобузачинского прогиба тянется центральная, самая широкая, имеющая наибольшее количество расчленений, территория поднятия вала Карпинского — это Промысловско-Ракушечный вал. На побережье он выражен грядой больших погребенных нефтегазоносных поднятий — Бузгинского, Цубукского, Промысловского. В море, к востоку от пос. Каспийского, вырисовывается погребенное поднятие в районе о. Искусственного, затем вал принимает восток-юго-восточное простирание и включает две погребенные структуры у банки Ракушечной. Восточное из этих поднятий срезается разломом, который прослеживается и севернее в пределах описанных зон. По этому разлому зона Карпинского вала смыкается с Тюб-Караганским валом — осевой структурой Мангышлакского антиклинория.

Неглубоким прогибом описанная выше зона отделяется от зоны поднятий, осложняющих южный склон Карпинского вала. На западном побережье она выражена Ермолинским, Белозерским и Каспийским погребенными поднятиями. Последнее большей частью находится под водой. Далее эта зона выражена в рельефе дна в виде банок Малой и Средней Жемчужной, а также Безымянной. Поднятие Безымянной банки с юго-востока срезается глубинным разломом, который служит тектонической границей между северной и средней частями Каспийского моря. Беке-Бешкудукский вал — южный антиклинорий

Мангышлак — продолжение описанной зоны поднятий, но сдвинут по разлому к северу. Северо-западная часть вала выражена в рельефе Кулалинской банкой.

Манычский прогиб и связанный с ним глубинный разлом проходит между Песчаной и Становой банками и затухает в «проливе», отделяющем Большую Жемчужную банку от Безымянной. К югу от него располагается ряд погребенных поднятий Прикумско-Северо-Тюленевской зоны. На суше в Прикумском районе к этой зоне относятся нефтегазоносные структуры Озек-Суатская, Волочаевская, Зимняя ставка и др. В море зона представлена погребенными поднятиями в районах банок Становая, Тюленья, Сигнал, Большая Жемчужная. Регионально глубинный разлом отсекает юго-восточную часть зоны, которая уже в пределах средней части Каспийского моря оказывается погруженной на 6 км. В целом фундамент платформы в зоне Прикумско-Северо-Тюленевских поднятий находится на большой глубине (4—5 км), что связано с тем, что эта зона граничит с молодым краевым Предкавказским прогибом.

Второй район, выделяемый в северной части Каспийского моря к югу от Мангышлакского порога, отличается развитием значительных глубин. В геоморфологическом отношении это равнина преимущественно неволновой аккумуляции, слегка наклоненная к югу и юго-востоку. Поверхность ее покрыта песками и ракушечниками, а ближе к внешнему краю — алевроитовыми и илистыми осадками. Равнина простирается примерно до линии, соединяющей м. Урдюк (на п-ве Тюб-Караган) с Дербентом, достигая глубин 90—100 м. Дальше к юго-востоку после плавного перегиба, ограничивающего прибрежную отмель, располагаются расчлененные склоны Дербентской котловины и Северной впадины средней части Каспийского моря [76].

Тектоника

Геологическое строение Каспийского моря неоднократно являлось предметом внимания А.Д. Архангельского. Известно, что по мере накопления фактического материала его взгляды на тектоническое строение обрамляющей Каспийское море суши, особенно побережья, существенно менялись.

Мангышлакский порог, а также Апшеронский, если обратиться к А.Д. Архангельскому, имеют такую тенденцию, как длительное поднятие, в то время как сама территория северной части Каспийского моря тяготеет к Урало-Эмбенскому району, а длительные опускания характерны для среднего и южного частей Каспийского моря.

Схожие взгляды о строении обрамляющей Каспийское море суши придерживается в своих тектонических схемах также и Н.М. Страхов [146]. Современные представления о тектонике Каспийского моря являются развитием этих взглядов. Если следовать последней составленной Международной карте тектонического характера, которая отображает не только само Каспийское море, но и его обрамление в масштабе 1:2500000, то данная территория составляет Каспийский мегабассейн, он один из самых больших в мире и входит в состав Баренцево-Каспийского пояса нефтегазоносности (рис. 2.2.8). Этот мегабассейн вытягивается в

направлении меридиана и состоит из так называемых осадочных бассейнов, которых всего три – они разделяются широтными порогами поперек. Это пороги Северо-Каспийский, Средне-Каспийский, Южно-Каспийский. Фундамент, состоящий из гранитно-метаморфического материала, омолаживается, начиная с северной стороны и заканчивая южной: от раннедокембрийского – с северной стороны и до раннекиммерийского – с южной. Образуется он в так называемой переходной зоне: начиная с южной территории Восточно-Европейского кратона – это древнебалтийский континент, и заканчивая Тетисом – бассейном океана. Итак, Каспийская мегавпадина накладывается на платформы, это древняя Восточно-Европейская и молодая Скифско-Туранская, а также подвижный Альпийско-Гималайский пояс.

Состав каждой из этих тектонических областей выделяет структурные зоны подчиненного порядка: Прикаспийская впадина, находящаяся в пределах первой: кряж Карпинского, Прикумская часть, Северо-Устьюртский блок, Бузачинский свод, зоны – Мангышлакско-Центрально-Устьюртская, а также Южно-Мангышлакская, Карабогазский свод; Средне-Каспийская впадина, которая находится в территориальной зоне второй: Большой Кавказ и Копетдаг, Куринская, Южно-Каспийская, Западно-Туркменская впадины; хр. Эльбурс, который можно отнести в пределы третьей. Осадочный чехол, если говорить о его возрасте, включает весь фанерозой, а также, вероятно, в части северной территории Каспийского моря и верхнюю часть протерозоя, в средней части Каспийского моря – юру, мел и кайнозой, в южной части Каспийского моря – олигоцен-голоцен. В средней части Каспийского моря – Пермь и триас, а в Южном – юра, мел и нижний палеоген входят в складчатое основание бассейнов, частично в их чехол.

Каспийский осадочный мегабассейн состоит из трех бассейнов, разделенных субширотными зонами межбассейновых поднятий. Самый северный из них – Прикаспийский, своей основной частью расположен на суше, ему принадлежит лишь крайняя северо-восточная и самая мелководная часть Каспийского моря; в пределах последней находится и западный выступ Северо-Устьюртского блока с пограничными структурами.

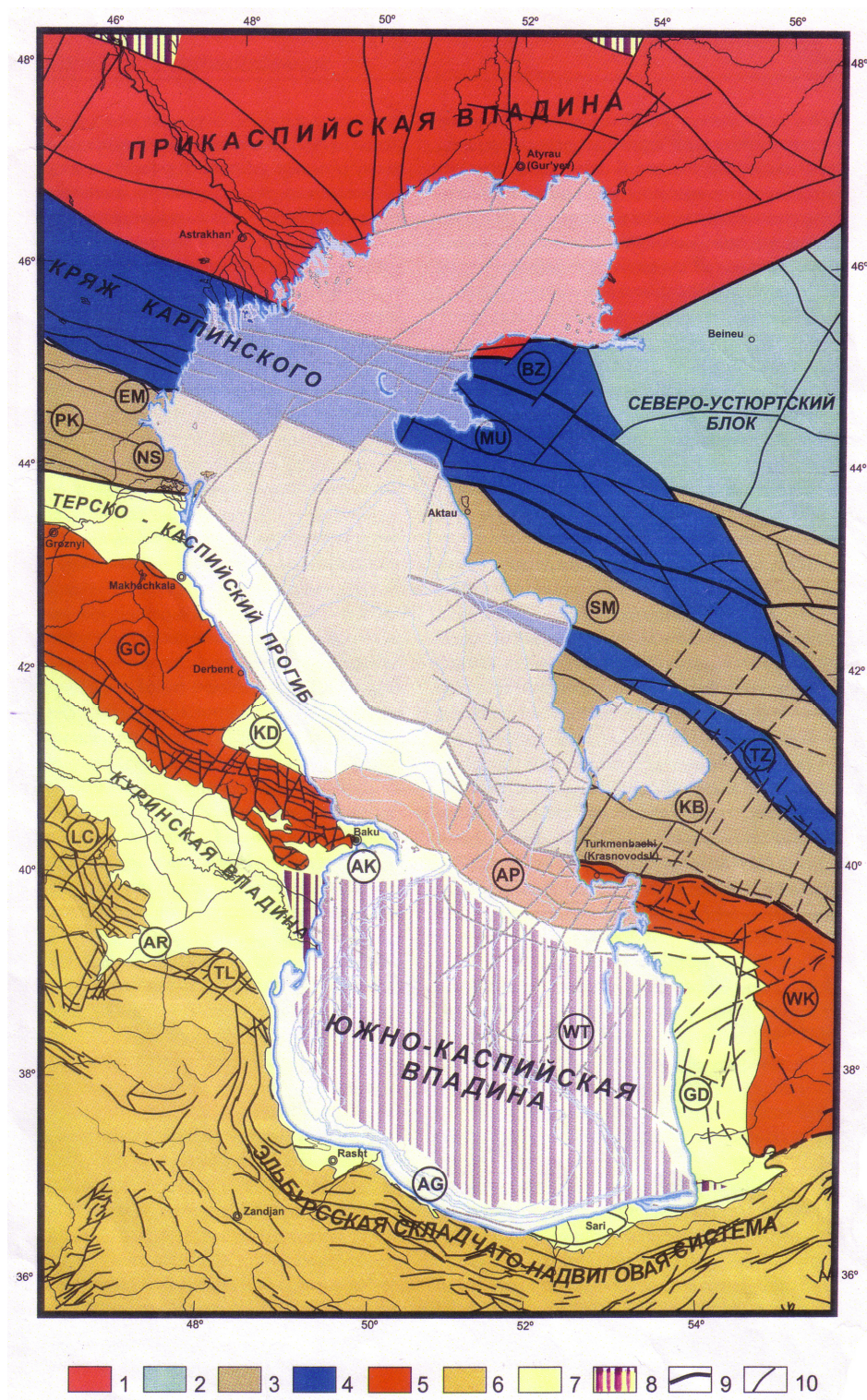


Рис. 2.2.8. Важнейшие структурные элементы Каспийского региона [159]

Примечание. Источник: Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления / составитель В. Е. Хаин ; гл. ред. Н. А. Богданов. – 1:2500000, 2003 г.

На рисунке использованы следующие условные обозначения: Фундамент платформенных областей (1-4): 1 - раннедокембрийский; 2 - байкальский; 3 - герцинский; 4 - раннекимерийский; альпийские складчато-покровные системы (5, 6): 5 - Большой Кавказ и Копетдаг; 6 - Малый Кавказ, Талыш, Эльбурс; 7 - передовые прогибы и впадины; 8 - впадины с корой океанического типа; 9 - разрывные нарушения, соответствующие границам крупных структур; 10 - прочие важные разрывы. Важнейшие структуры (буквы в кружках): BZ - Бузачинский свод, MU - Мангышлакско-Центрально-Устьюртская зона, SM - Южно-Мангышлакско-Устьюртская система прогибов, TZ - Туаркырская зона, KB - Средне-Каспийско-Карабогазская антеклиз, EM - Восточно-Манычский прогиб, PK - Прикумско-Прибалханская зона, NS - Ногайская ступень, GC - складчатая система Большого Кавказа, KD - Кусаро-Дивичинский прогиб, AP - Апшероно-Прибалханская зона, WK - Западно-Копетдагская зона, LC - складчатая система Малого Кавказа, AR - Нижне-Араксинский прогиб, TL - Талышская зона, AG - Эльбурско-Горганжовая передовая прогиб, WT - Западно-Туркменский прогиб, GD - Гограндаг-Окаремская зона.

Прикаспийский (Северо - Каспийский) бассейн отделен от Средне-Каспийского структурами кряжа Карпинского, Бузачей и Центрального Мангышлака.

Эти структурные зоны Закаспия, как и Северо-Устьюртский блок не простираются западнее Аграханско-Гурьевского разлома, пересекающего Северный и северную часть средней части Каспийского моря в северо-восточном направлении.

В центре Средне-Каспийского бассейна лежит Дербентская котловина с глубиной около 790 м. Ее наиболее глубоководная часть сдвинута к северо-востоку по отношению к оси Терско-Каспийского прогиба, подводное продолжение которого протягивается вдоль Дагестанского побережья.

Наибольшая по площади часть средней территории Каспийского моря занята продолжением туранских структур, испытывающих общее погружение в направлении системы кавказских передовых прогибов, от Терско-Каспийского до Северо-Апшеронского. В этом направлении происходит сокращение мощности юрских и меловых отложений осадочного чехла Туранской платформы. Этот дефицит мощностей в дальнейшем был компенсирован накоплением более молодых осадков, но наличие современной относительно глубоководной котловины в центре средней части Каспийского моря после его полного осушения в раннем плиоцене свидетельствует о периодическом возобновлении условий некомпенсированного осадками погружения.

В пределах северной и восточной частей средней части Каспийского моря находят свое продолжение следующие структуры Турана: Центрально-Мангышлакская зона поднятий прослеживается на 60 – 70 км к западу и продолжается Западно-Мангышлакским морским поднятием протяженностью в 150 км; южнее развивается Западно-Мангышлакская ступень. Ещё южнее выделяется Самурско-Песчаномысское поднятие, отделяющее в западной части моря Терско- Каспийский прогиб от Кусаро-Дивичинского, и морское продолжение Казахского прогиба, открывающееся в Северо-Апшеронский прогиб, являющийся продолжением Кусаро-Дивичинского. Наиболее юго-восточный элемент строения средней части Каспийского моря составляет Восточно-Каспийское поднятие – отделенный субмеридиональным разломом западный участок Карабогазской антеклизы.

Средне-Каспийский бассейн в рельефе дна отделен от Южно-Каспийского Апшеронским порогом, которому в структурном плане отвечает Апшероно-Прибалханская зона поднятий – соединительное звено между складчатыми системами Большого Кавказа и Копетдага. Она состоит из двух цепочек брахиантклиналей, которые в крайнем западном звене, находящемся непосредственно к северу от Апшеронского полуострова и к востоку от берега, размыты в своде до эоцен-миоценовых отложений, а меловые отложения здесь находятся на глубине около 2 км и местами непосредственно перекрыты плиоценовыми. Это и есть погружение осевой зоны Большого Кавказа. Восточнее происходит ее дальнейшее резкое погружение с нарастанием мощности нижнеплиоценовой продуктивной толщи.

Южно-Каспийский бассейн включает не только морскую Южно-Каспийскую впадину, но и ее прибортовые зоны на суше – Апшероно-Кобыстанский, Нижне-Куринский, Западно-Туркменский и Предэльбурсский прогибы. Глубина моря в центре впадины превышает 1000 м. Мощность консолидированной земной коры в ее пределах сокращается до 15-20 км, а скорости

продольных сейсмических волн, составляющие 6,5-7,0 км/с, позволяют относить эту кору к океанскому типу; ее подстилает мантия с граничной скоростью $V_p=8,0-8,4$ км/с. Мощность осадочного слоя в падине может достигать к экстремальной величине, а именно 25 км, причем не менее 10 км относится к плиоцену – четвертичным отложениям. Если идти дальше, то в разрезе ниже, конечно, имеется и миоценовые отложения, и олигоценовые, поскольку корни многих диапиров из глины, а также грязевые вулканы, зачастую, связывают с майкопской серией.

Строение внутри впадины Южно-Каспийской неоднородно, и в нем можно выделить четыре сектора: западный, центральный, восточный и южный. Западный сектор совпадает с азербайджанским шельфом. В его пределы продолжаются антиклинальные зоны Апшероно-Кобыстанского и Нижне-Куринского прогибов, образующие здесь расходящийся к юго-востоку пучок цепочек брахиантиклиналей с диапировыми ядрами и грязевыми вулканами, наиболее крупные и активные из которых выступают в виде островов Бакинского архипелага. Восточный сектор, которому отвечает туркменский шельф (Туркменская структурная терраса), построен иначе. Фундамент и все горизонты осадочного чехла занимают повышенное положение по сравнению со смежными зонами. Поверхность фундамента, который носит континентальный характер, лежит на глубине 15-16 км. Складки пологие, мало нарушены разрывами и редко осложнены грязевыми вулканами. Центральный сектор занимает наиболее глубоководную часть впадины. Складки здесь имеют большую амплитуду и приобретают субдолготное или север-северо-восточное простирание. В южном секторе оно становится субширотным, параллельным Эльбурсу, и он фактически сливается с Предэльбурским прогибом. На туркменском шельфе ему соответствует Чикишляр-Грязновулканическая зона субширотного простирания с линейными антиклинальными зонами, сильно осложненными разрывами. Мощность осадочного чехла вновь возрастает, достигая в Предэльбурском прогибе 20 и более километров. Происхождение и возраст Южно-Каспийской впадины остаются дискуссионными [159].

ВЫВОДЫ

1. В районе Каспийского моря отмечены скопления газа в грунтах только в придонном слое (по анализам сейсмоакустического профилирования). Наличие газа у поверхности дна отмечается во многих местах как в виде изометричных пятен размером от 100х100 м до 300х500 м, так и в виде полос разной протяженности с максимальной длиной до 1100-1500 м и шириной от 100 м до 300-400 м.

2. Присутствие в разрезах «слабых» грунтов мангышлакского комплекса, способных к медленной консолидации и осадкам даже при небольших дополнительных нагрузках, является вследствие возможных неравномерных осадок опор сооружений МНГС чрезвычайно важным фактором, требующим специальных решений при разработке проекта их постановки и дальнейшей безаварийной эксплуатации.

3. Сейсмичность Каспийского моря высокая – до 10 баллов по шкале MSK-64 (без учета категории грунтов) [263]. Это следует учитывать при расчетах сооружений МНГС.

4. Проведенный анализ материалов изысканий показывает наличие существенного разнообразия природно-техногенных и инженерно-геологических условий в пределах расположений объектов нефтегазоносных структур. Основным методом комплексной оценки применения инженерно-геологических аналогий являлся системный анализ собранного материала. Созданная база данных способствовала оперативному поиску и сравнению инженерно-геологических аналогов по конкретному параметру и по совокупности признаков в зависимости от поставленных задач. Методика составления базы инженерно-геологических аналогов в дальнейшем может применяться изыскателями для накопления, обработки и систематизации инженерно-геологической информации при проведении инженерно-геологических изысканий в пределах нефтяных структур и прогнозных расчетов при постановке нефтедобывающих платформ.

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ АНАЛОГИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ МСП И СПБУ

3.1. Методика исследований

Автором диссертационной работы было разработано теоретическое обоснование возможности применения метода аналогового моделирования опасных геологических процессов и явлений для нефтяных платформ на шельфе. В процессе исследования была разработана теория подобия применительно к задачам инженерной геологии, в частности – в теоретическом и экспериментальном выявлении проявления опасных инженерно-геологических процессов при установке нефтяных платформ на грунт в акватории Каспийского моря.

В таблице 3.1.1 приведен комплекс исходных данных для выявления опасных геологических процессов на шельфе.

На основе этих данных разработан алгоритм «комплексного анализа характера и причин деформаций грунта» [88] (в соответствии с рисунком 3.1.1).

Указанный основной комплекс исходных данных призван повысить уровень надёжности результатов при проведении изысканий, расчетов, проектировании и установке нефтедобывающих платформ.

Анализ инженерно-геологических процессов и условий при применении метода аналогового моделирования опасных геологических процессов и явлений при установке нефтяных платформ и буровых установок на шельфе

Применение метода инженерно-геологических аналогий при выполнении изысканий и установке нефтедобывающих буровых платформ допускается для работы по выполнению большого количества разнообразных задач. Их можно условно разбить по группам. Рассмотрим подробно каждую такую группу в отдельности.

1. Предварительный анализ современных инженерно-геологических условий грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий).

2. Исследование причин и характера деформаций грунта (снижение его прочностных свойств) от нагрузок, передаваемых нефтедобывающими платформами на грунт, а также надежности профилактических и защитных мероприятий.

3. Комплексное прогнозирование инженерно-геологических изысканий при установке нефтедобывающих платформ.

Основной комплекс исходных данных для выявления опасных геологических процессов и явлений при установке нефтяных платформ на шельфе

Исходные данные
- Инженерно-геологические изыскания конкретных площадок [226-233, 235-240, 242-244, 246] - Карты сейсмических опасностей Каспийского моря (согласно СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах СНиП II-7-81*) [263]; - Выполненные специализированные научные исследования по сейсмическим опасностям (например: «Сейсмическое микрорайонирование площадок под бурение и строительство МНГС», «Оценка инженерно-сейсмических и сейсмотектонических условий участка» и т.п.) [225, 234, 241]. - Расчетные параметры по ветру, течению, волнению и уровню моря, а также по некоторым гидрометеорологическим характеристикам окружающей среды на территории Каспийского моря (Временные локальные технические условия «Гидрометеорологические, гидрологические, ледовые и исходные расчетные данные для проектирования объектов обустройства месторождений») [220-223]; - Модельные испытания (размыв, вибрация, ледовые нагрузки, волновые нагрузки и т.п.) [245]; - Специализированные научные исследования по влиянию «опасных геологических явлений и процессов на грунт» (а также лабораторные исследования состава газа и его объем и т.п.) [224].
- ВСН 41.88 Проектирование ледостойких стационарных платформ [250]; - ГОСТ Р 54483-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования [247]; - ГОСТ 31937-2011 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния [249]; - ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация [248]; - Правила ПБУ/МСП под надзором Российского Морского Регистра Судоходства (РМРС) [252]; - РД 153-34.2-21.342-00 Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений [253]; - РД 51.36-81 Опорные колонны самоподъемной плавучей буровой установки. Методика расчета глубины задавливания в грунт [253]; - СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85 [256]; - СП 58.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Общие положения» [264]; - СП 11-114-2004 Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений [264]; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» [266]; - API RP 2A-WSD «Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design» [267]; - Другие нормативные документы.

Во время осуществления изысканий для постановки нефтедобывающих платформ в общем случае объем и состав необходимых инженерно-геологических изысканий в значительной степени определяется местными инженерно-геологическими условиями, а также наличием «геологических опасностей в выбранной акватории.

Инженерные изыскания – неотъемлемая составная часть нефтегазопромысловых работ на шельфе, поскольку необходимо обеспечить предельно возможный уровень безопасности эксплуатации используемых МСП и СПБУ. В случае задействования самоподъемных установок (СПБУ), опирающихся опорными колоннами на дно в перечне проводимых изысканий важное место занимают инженерно-геологические работы направленные на изучение несущей способности их грунтового основания.

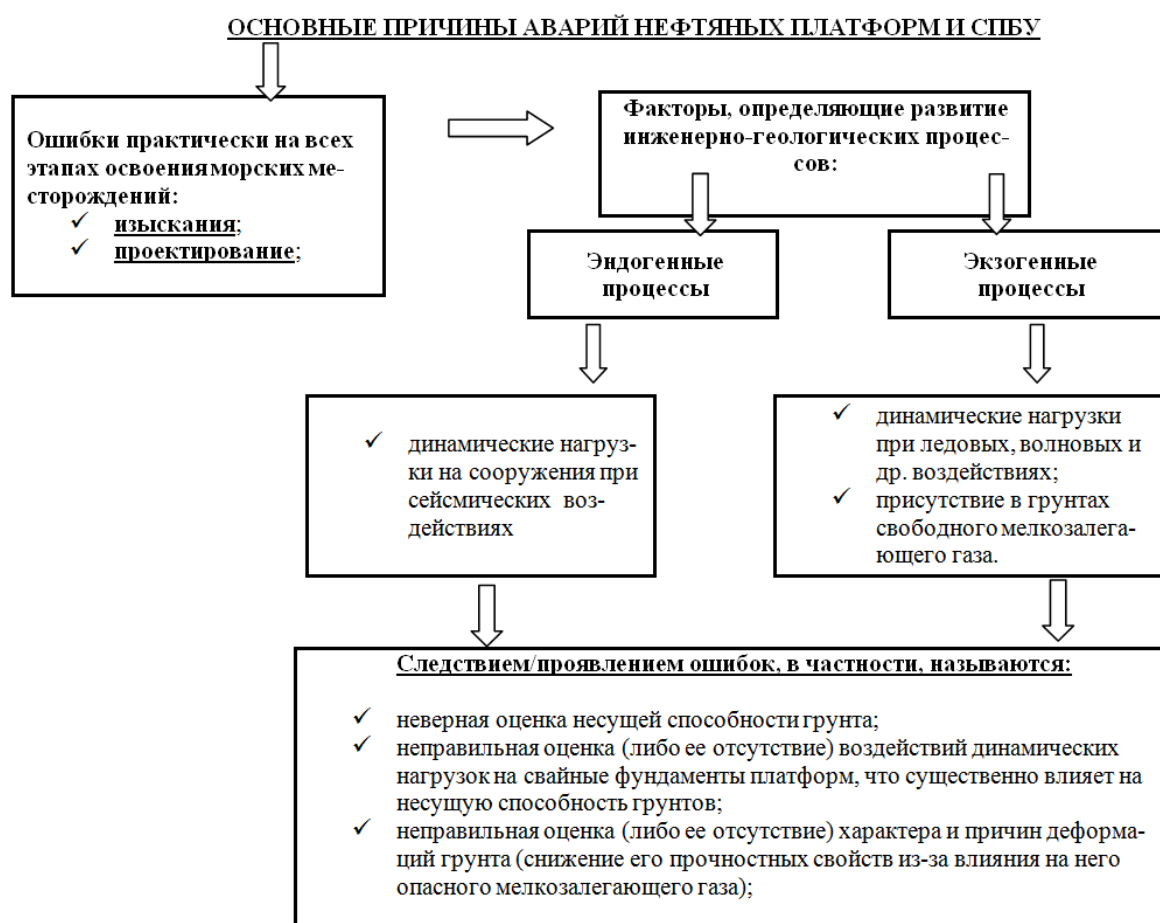


Рис. 3.1.1. Алгоритм «комплексного анализа характера и причин деформаций грунта и устанавливаемые по ним данные»

Методические рекомендации применения метода аналогового моделирования опасных геологических процессов и явлений для комплексных изысканий для постановки нефтяных платформ

Особенностью эксплуатации платформ в Каспийском море является высокий уровень циклических нагрузок, в первую очередь, волновых, ветровых, ледовых и сейсмических. Для возможности учета в расчетах влияния динамической составляющей нагрузки на параметры прочности и деформируемости грунтов основания нефтедобывающих платформ на шельфе Каспийского моря, следует проводить испытания грунтов на такие воздействия. Совокупность критериев установления аналога должна давать представление не только о геологической среде, но и об особенностях природной среды месторождения, а также характеризовать количественную и качественную инженерно-геологическую информацию, имеющуюся по объектам-аналогам.

Метод аналогового моделирования геологических опасностей предполагает применение территориального, типологического и хронологического подходов, что может быть использовано и в инженерной геологии. Автором обоснована необходимость использования принципа районирования при ведении изысканий в северной и центральной акватории

нефтегазового сектора Каспийского моря. Реализация принципа районирования при выборе аналога подразумевает учёт инженерно-геологических особенности территории расположения исследуемого объекта.

В таблице 3.1.2 приведены категории сложности инженерно-геологических условий территории сейсмического микрорайонирования на шельфе.

Таблица 3.1.2

**Категории сложности инженерно-геологических условий
территории сейсмического микрорайонирования на шельфе**

Группа факторов	Категории сложности и их характеристики		
	I (простая)	II (средняя)	III (сложная)
Геоморфоло-гические	Рельеф слаборасчлененный	Рельеф средней расчлененности	Рельеф сильно расчлененный
Тектонические	а) в основном горизонтальное залегание слоев; б) наличие единичных разрывных нарушений слоев; в) не имеют признаков обновления в четвертичном периоде.	а) выраженные складчатые формы залегания слоев; б) наличие немногочисленных разрывных нарушений слоев различного порядка; в) не установлено признаков обновления в четвертичном периоде.	а) сложные складчатые формы залегания слоев; б) наличие многочисленных разрывных нарушений слоев различного порядка; в) наличие признаков обновления в четвертичном периоде.
Экзогенные геологические процессы, неблагоприятные в сейсмическом отношении	При освоении территории шельфа возможна незначительная активизация просадочных процессов и т.п.	При освоении территории шельфа возможна активизация просадочных процессов и т.п.	При освоении территории шельфа возможна существенная активизация просадочных процессов и т.п.

На начальном этапе работы был выполнен анализ нормативной базы и научно-исследовательской литературы с целью определения особенностей и выявления проблем применения метода инженерно-геологических аналогий при проведении геологоразведочных изысканий на нефтегазоносных структурах с использованием СПБУ и постановке нефтедобывающих платформ. Изучение этих вопросов определило постановку основных задач дальнейшего исследования. Проанализировано более 200 наименований литературных источников и рассмотрено большое количество нормативных документов по изложенному вопросу.

На следующем этапе был выполнен сбор, систематизация и анализ всех материалов, полученных в результате инженерно-геологических изысканий на имеющихся месторождениях российского нефтегазового сектора северной и центральной частей Каспийского моря. Принятое сейчас нефтегеологическое районирование определяет дно Каспийского моря как входящее в состав сразу трех главных нефтегазоносных бассейнов – Северо-Каспийского, Средне-Каспийского и Южно-Каспийского. Из этих бассейнов выделяется примерно 10 областей.

Российский сектор Каспийского моря представляет собой один из регионов России, для

которых поиск месторождений нефти и газа является наиболее перспективным. К тому же в пределах акватории отечественный сектор до настоящего времени был изучен в гораздо меньшей степени, чем акватории, принадлежащие прочим прикаспийским странам. Только в 1995 г. ОАО «ЛУКОЙЛ» были начаты полномасштабные геолого-геофизические исследования акватории Российской часть Каспийского моря с целью досконального геологического изучения.

Фактический материал включал данные изысканий, осуществленных в границах локальных нефтегазоносных структур, а также отдельных месторождений, расположенных в акваториях российского нефтегазового сектора Каспийского моря. На основании тщательного изучения и подробного анализа всех собранных материалов была разработана теоретическая доктрина метода инженерно-геологических аналогий и базовая методика его применения на практике при геологоразведочных изысканиях с задействованием СПБУ и постановке нефтедобывающих платформ на нефтегазоносных структурах.

Для убедительного обоснования методических рекомендаций по решению задач методом инженерно-геологических аналогий создана специальная информационная структура с базой данных по всем доступным данным (надо заменить слово, чтобы избежать повторения, но это терминология, я не решаюсь) инженерно-геологических аналогов. В неё затем были включены собранные и объединенные автором материалы всех инженерных изысканий в российском секторе Каспийского моря, которые осуществлялись, как правило, при его личном участии в научных исследованиях.

Информация, содержащаяся в базе данных, содержит характеристики всех инженерно-геологических условий, прочностные и физико-химические условия грунтов на уже действующих и проектируемых для разработки нефтегазоносных структурах и месторождениях. Также представлены собранные инженерно-геологические сведения по всем объектам.

Вышеуказанная база данных может позволить оперативно находить, анализировать, классифицировать собранные объекты-аналоги по определённым (заданным) качественным и количественным критериям в зависимости от конкретных вопросов инженерно-геологического, строительного или проектного направления.

База данных выполнена в таблично-графической форме. В её состав входит следующий комплект карт и схем, выполненных для акваторий российского нефтегазового сектора Северной и Центральной части Каспийского моря:

- 1) схема акватории Каспийского моря как объекта инженерно-геологического районирования;
- 2) схема размещения месторождений нефти и газа в акваториях Северной и

Центральной части Каспийского моря;

3) прогнозная схема содержания углеводородов в нижнесреднеюрских отложениях Северной и Центральной части Каспийского моря;

4) общая схема фонда структур и месторождений Каспийского моря;

5) основной комплекс данных, необходимых для выявления опасных геологических процессов и явлений при установке нефтяных платформ на шельфе.

В работе использовались фрагменты перечисленных карт (схем), охватывающие преимущественно северную часть Каспийского моря, в пределах которой располагалась большая часть изученных структур и месторождений.

Помимо карт, база данных содержит электронные таблицы, которые характеризуют параметры инженерно-геологических свойств изученных локальных нефтегазоносных структур и месторождений, установленные в соответствии с картами инженерно-геологического и геоморфологического районирования. В базу занесены соответствующие обозначения инженерно-геологических районов, а также районов повышенной сейсмичности и опасных с точки зрения геологических и инженерно-геологических процессов, в пределах которых расположены объекты. Они также содержат данные об особенностях локальной нефтегазоносной структуры и месторождения. Сюда входит информация о глубине бурения, физико-химических свойствах грунта, типе и глубине залегания пород. В них также приведена информация о составе и объёме комплекса изысканий, выполненных на месторождениях Северной и Центральной части Каспийского моря.

В зависимости от степени схожести аналога и проектируемого объекта определяется возможность использования найденной по базе информации для решения задач разного уровня - от обоснования оптимальной программы изысканий до определения нормативных и расчётных значений показателей свойств грунтов. В зависимости от поставленных задач определяющее значение при выборе аналога могут иметь разные признаки. С целью расширения спектра решаемых задач в базу могут добавляться новые разделы. Например, для решения задачи о влиянии различных условий на бурение скважин для СПБУ и добычи нефти, аналоги должны подбираться с учётом особенностей инженерно-геологических и метеорологических условий, сейсмичности, устойчивости площадки. Посредством составленной базы данных выполнялся поиск и сравнительный анализ инженерно-геологических аналогов, проверялась и конкретизировалась методика ИГА.

Опыт проведенных исследовательских работ доказывает, что для успешного решения группы конкретных задач при выполнении геологоразведочных изысканий и постановке нефтедобывающих платформ на шельфе Каспийского моря метод аналогий имеет смысл применять с точки зрения устойчивости природно-технических (природно-техногенных) систем

(ПТС).

Стабильность геологической среды акваторий зависит от двух основных групп факторов: природных, которые характеризуют непосредственно геологическую среду вместе с процессами её эволюции, техногенных, которые характеризуются воздействием со стороны человека.

К природным факторам можно отнести любые инженерно-геологические условия акваторий, особенности геологического строения дна, его рельеф, а также геодинамическую обстановку. Важной особенностью инженерно-геологических условий на шельфе является часто неглавная, но всегда значительная роль как нынешних, так и древних гидрологических, геологических и климатических характеристик.

Однако единая и общепринятая классификация факторов природного характера, влияющих на стабильность геологической среды, на сегодняшний день не создана. По классификации Г.С. Золотарева, возможно их подразделять на следующие:

1. Факторы, которые сформировали среду. Это инженерно-геологические условия разработки месторождения, включая структурно-тектонический план территории, комплексы горных пород, гидрографические и природно-климатические условия.

2. Факторы, которые вызывают изменения характеристик среды. Сюда можно отнести различные проявления тектонических и геодинамических процессов, происходящие в наше время, которые вызывают в числе прочего изменения в распределении естественных напряжений [94].

Для исследования процессов, характерных для природно-технологических систем, рассмотрим понятие производственно-технической (техногенной) системы. Совокупность комплекса инженерных сооружений и фрагмента геологической среды находящегося в границах его непосредственного влияния, с определенными операционально фиксированными пределами, называется природно-техническими системами. Данная ПТС занимает пространство, где находится непосредственно техническая система (ТС), и тот фрагмент среды, что располагается в границах зоны влияния со стороны ТС.

Данный подход подходит для решения задачи методом аналогий при проведении геологических испытаний и постановке нефтяных платформ.

При исследовании вопросов изысканий и разработки нефтяных месторождений целесообразно рассматривать природно-технические системы (ПТС) как область взаимодействия инженерного сооружения (нефтедобывающей платформы) с некоторой частью литосферы (природной подсистемы). При этом ПТС может рассматриваться как в статике, так и в динамике, т.е. применительно к платформам и на действующих месторождениях, и на месторождениях, подготовленных к эксплуатации.

Границы ПТС оконтуривают зону геологической среды, соотносимой с рассматриваемым месторождением. При постановке нефтедобывающей платформы эта геологическая среда подвергается также интенсивному техногенному воздействию со стороны нефтедобывающей платформы.

Для того чтобы четко обозначить ПТС при разработке нефтегазовых месторождений, рассмотрим понятия «геологическая среда» и «морская среда».

Понятие геологической среды включает геолого-геоморфологических особенности района расположения нефтедобывающих платформ, учитываемых при организации и производстве инженерно-геологических изысканий и добыче нефти. При этом приводятся обобщенные данные об особенностях рельефа дна и глубинах моря; строении – структуре грунтовой толщи; видах, особенностях распространения ее компонентов, неблагоприятных, либо опасных для гидротехнических сооружений, т.н. «геологических опасностей», о проявлении современных геологических процессов.

Понятие «морская среда» имеет непосредственное отношение к факторам, обусловившим целесообразность разработки месторождения и носящим сложный многоплановый характер, и не ограничивается воздействием геологической среды.

«Морская среда» – понятие комплексное и может рассматриваться в различных аспектах. Так, «среда месторождения» подразумевает не просто инженерно-геологические условия при постановке и эксплуатации объектов МНГС, но именно среду, обусловленную влиянием группы факторов. С инженерно-геологических позиций обособленность различных частей «морской среды» определяется их функциональным назначением и организацией пространства. Объектами морской среды являются геологическая среда, природно-климатические условия, инженерные сооружения, экология.

Стоит отметить, что в данном исследовании термин «морская среда» будет использоваться в значении: «взаимодействие объектов МНГС с окружающей с морской средой».

В настоящей работе «морская среда» применительно к разработке нефтяных месторождениям будет рассматриваться как инженерно-геологическая среда, включающая совокупность геологической среды, инженерных объектов (нефтедобывающих платформ) и сооружений, природно-климатических условий, его пространственную организацию и функциональное использование территорий (в соответствии с рисунком 3.1.2).



Рис. 3.1.2. Связи инженерного сооружения, геологической среды и морской среды с природно-климатическими условиями, сейсмическими условиями и инженерной геологией площадки под строительство объекта МНГС

Оценка суммарного влияния морской среды на нефтедобывающую платформу представляет собой сложную многоплановую задачу. Между перечисленными тремя компонентами – инженерным сооружением, геологической средой и морской средой – существуют прямые и обратные связи (рис. 3.1.2).

Под термином «природно-техническая система» (ПТС) в работе рассматривается конкретное инженерное сооружение (нефтедобывающая платформа) и морская среда, которая включает часть геологической среды (с инженерно-геологическими условиями площадки под строительство объекта МНГС), природно-климатические условия в пределах сооружения, сейсмические условия.

Исходя из структуры ПТС «Геологическая среда – Нефтедобывающая платформа – Морская среда», установление аналогии при ведении инженерно-геологических изысканий необходимо осуществлять, выполнив сравнительный анализ морской среды применительно к условиям участков размещения нефтедобывающих платформ и проектируемых сооружений. При увеличении уровня ПТС усложняется поиск аналогов месторождений, а задачи, решаемые методом аналогий, становятся более сложными. В то же время результаты исследования ПТС низших уровней можно применять для решения отдельных задач по разномасштабным ПТС, которые включают в себя несколько ПТС более низкого уровня. При этом при проектировании нефтедобывающих платформ необходимо принимать во внимание инженерно-геологическое районирование территории, так как в пределах инженерно-геологических районов сравнительно

легко находить аналоги.

Таким образом, при наличии инженерно-геологического районирования целесообразно учитывать ранее принятые схемы районирования территории нефтегазоносного района.

Для применения метода аналогии при освоении месторождений нефти большое значение имеет степень инженерно-геологической изученности месторождения, под которой, как правило, понимается степень полноты, достоверности и качества инженерно-геологической информации, полученной по данному месторождению за период, предшествующий времени её востребования, в связи с проведением инженерно-геологических изысканий и постановке нефтегазовых платформ или решением иных задач, требующих инженерно-геологического обоснования. В данном случае речь идет о построении массива инженерно-геологической информации, включающей сведения о свойствах геологической среды компонентах инженерно-геологических условий, используемых для оценки её современного состояния и прогноза взаимодействия с другими средами.

Понятие изученности инженерно-геологических условий СП 47.13330.2012 [262] определяет как пределы территории, где были проведены инженерные исследования и изыскания, их цель и характер, названия организаций-исполнителей работ, а также время проведения и результаты мероприятий, возможности их применения в целях установления инженерно-геологических условий».

В контексте рассматриваемой проблематики инженерно-геологическая изученность месторождения будет пониматься как изученность совокупности всех условий, а именно: природно-климатических и инженерно-геологических, прочих, характеризующих морскую среду. Одно и то же месторождение способно характеризоваться разными уровнями изученности на разных этапах выполнения проектных работ, а также различных глубин исследования. Степень изученности также зависит и от тех конкретных целей, которые были поставлены заказчиком перед исследователями.

Изученность акватории с точки зрения осуществления инженерно-геологических изысканий будет включать геологическую изученность, которая подразумевает, что имеется общая информация о закономерностях строения данной геологической и окружающей среды и ее эволюции на той акватории, где находится месторождение. Изученность в инженерно-геологическом аспекте включает информацию об инженерно-геологических условиях эксплуатации месторождения – стратиграфо-генетических комплексах пород, имеющих распространение в границах площадок проведенных исследований, геоморфологических и гидрологических условиях, а кроме того, геологических и инженерно-геологических процессах, физических и физико-механических свойствах грунтов в зоне, где предполагается взаимодействие геологической среды с проектируемым объектом.

Степень изученности способна рассматриваться как важное условие, способствующее повышению точности первичной оценки условий постановки МСП и СПБУ.

Однако в нынешних нормативных документах и руководствах нет точных указаний и даже рекомендаций по применению материалов с учётом изученности территорий.

«Паспортизация» (именно в области геологических рисков) действующих и проектируемых нефтяных месторождений даст возможность более уверенно анализировать и выбирать необходимые данные, предварительно определять объем и состав дополнительных изысканий, и кроме того, определять возможность и предельные условия, когда допустимо пользоваться методом аналогий.

С точки зрения метода аналогий, верным считается рассматривать месторождение, граничащее с местом размещения нефтедобывающей платформы, или находящееся не только в пределах геологической структуры с похожими или совпадающими условиями геологической эволюции и техногенных изменений, но и в границах определенной нефтегазовой провинции. Способ аналогий на каждом этапе проектирования требует наличия соответствующего уровня сведений, инженерно-геологического характера, способных охарактеризовать рассматриваемое месторождение, в объёме, требуемом для уверенного обоснования и подбора соответствующих аналогов в её границах и переноса имеющихся данных на изучаемый объект (прототип). Необходимо, чтобы инженерно-геологические сведения о месторождениях обеспечивали реальность поиска и нахождения инженерно-геологических аналогов по совокупности критериев их принадлежности не только к данному инженерно-геологическому району, региону или участку, где распространены специфические грунты, или развивается определённый тип инженерно-геологического процесса, но и к другим участкам, расположенным, к примеру, в сопредельных геологических районах.

С целью достижения объективности в оценке среды месторождений Каспийского моря автором создана классификация месторождений по уровню изученности инженерно-геологических условий. В ней предложено выделить три категории инженерно-геологической изученности территории — I (низкая), II (средняя) и III (высокая).

Главными принципами определения категории инженерно-геологической изученности акватории следует считать:

- категория изученности должна устанавливаться по характеристикам, аналогичным тем, по которым производится оценка уровня сложности инженерно-геологических условий;
- категория изученности должна оцениваться с позиции конкретного этапа проектирования нефтедобывающих платформ.

Параметрами для присвоения соответствующей категории инженерно-геологической изученности территории служат:

- наличие либо отсутствие карт инженерно-геологического районирования;
- масштаб инженерно-геологической съёмки;
- наличие, объём и полнота информации о геологическом строении территории, геоморфологических и гидрогеологических условиях, природе, параметрах характеристиках и степени распространения, как чисто геологических, так и инженерно-геологических процессов, а кроме того, характеристик физико-механических и прочностных свойств грунтов в зоне взаимодействия нефтедобывающей платформы и геологической среды.

Анализ инженерно-геологических процессов и условий при применении метода ИГА

Если рассматривать инженерно-геологические условия попеременно, то одни и те же геологические процессы могут являться как следствием или явлением, так и причиной или процессом какого-либо движения. Исходя из принципов логики, эти понятия следует считать неразделимыми. Такого же мнения придерживается и Ле Шателье-Браун в своем принципе равновесия для открытых природных систем. Он считает, что если какой-то процесс является следствием нарушения равновесия, то направлен он будет на восстановление этого равновесия. Из этого вытекает и диалектическая концепция причинности, основой которой является признание обратного воздействия следствия на причину.

Инженерно-геологические условия на месторождениях нефти имеют свои особенности. Они характеризуются несколькими видами процессов: литодинамическими; эндогенными; геокриологическими; биохимическими, физико-химическими.

Эндогенные явления и процессы характеризуются глубинными перемещениями горных пород. Литодинамические процессы и явления характеризуются сдвигами грунтовых пород в придонных слоях. Это энергия движения мирового океана, т.е. воздействие океанографических факторов (морские течения, приливы и отливы и т.д.) и сила земного притяжения, которая обусловлена рельефом конкретной местности, что и провоцирует различные склоновые передвижения. Явления и процессы геокриологического типа обусловлены промерзанием конкретной местности и влиянием, которое оказывают на нее плавучие льды (айсберги, ледяные торосы, припайной лед и т.д.). Исходя из этого, они делятся на два вида: мерзлотные и экзарационные. Последние два вида природных процессов, характеризующиеся физическими, химическими и биохимическими особенностями нашей планеты, зависят от концентрации определенных газов и биогенных веществ в пластах пород. Они делятся на такие виды: выделение свободных газов, их перемещение, концентрация гуминовых кислот, битумизация и др.

Тщательное изучение всех этих явлений помогает составить информационную базу

данных изученных территорий, в которой обозначены геологические процессы и явления, потенциально опасные для возведения инженерных сооружений.

По мнению автора, для того чтобы правильно обработать и сохранить полученную информацию, следует применять методы картирования территорий месторождений. Планы местности с инженерно-геологическим состоянием месторождений северной и центральной частей Каспийского моря дают возможность заочной оценки данных условий части местности для проектирования нефтедобывающей платформы.

Охарактеризовать изученность территории Каспийского моря в целом возможно по картам геологического, геоморфологического, гидрогеологического районирования, картам опасности геологических и инженерно-геологических процессов.

После анализа информационной базы данных изученных территорий Каспийского моря, было выявлено, что позволяет утверждать, что территория северной части Каспийского моря характеризуется III (высокой) категорией инженерно-геологической изученности применительно к предпроектной стадии строительства объектов МНГС и II (средней) категорией для стадии «проект». А территория центральной части Каспийского моря характеризуется II (средней) категорией инженерно-геологической изученности применительно к предпроектной стадии строительства объектов МНГС и I (низкой) категорией для стадии «проект».

Результаты анализа материалов изысканий прошлых лет свидетельствуют о значительной, но неравномерной изученности инженерно-геологических условий месторождений северной части Каспийского моря и вместе с тем о наличии достаточной информации для отслеживания динамики и характера изменений ряда параметров среды месторождений. К настоящему времени по разведанным и разрабатываемым месторождениям Каспийского моря накоплено большое количество разнообразной изыскательской информации. Однако разрозненность этих материалов, отсутствие крупномасштабного районирования затрудняют работу изыскателей. В сложившейся ситуации метод ИГА особенно актуален. Применение карт геологического районирования в комплексе делает возможным подбор и использование инженерно-геологической информации по месторождениям, расположенным в сходных (аналогичных) инженерно-геологических условиях с учётом.

Особое значение имеет классификация угроз. В результате выполненных изысканий выявлено, что в пределах Северо-Каспийского региона неблагоприятными для бурения ИГС являются места распространения слабых грунтов значительной мощности и скопления свободного («защемленного») газа, локализующиеся на разных уровнях в верхней части разреза.

В верхней придонной части шельфа преимущественно распространены грунты с низкой

несущей способностью. Они представлены илистым грунтом, пылевато-глинистыми грунтами, текучие и текуче-пластичные глины. Они распространены в комплексе новокаспийских отложений (месторождение Ракушечное), среди верхнехвалынских дельтовых отложений и выполняют собой широко распространенные в Северном районе «мангышлакские» палеоложбины и палеозападины.

Негативное воздействие на бурение скважин оказывают присутствие грунтов со слабой несущей способностью, превышающей предельную величину заглубления опорных колонн СПБУ. В связи с этим при интерпретации сейсмоакустических материалов ставится задача выделения мест наиболее вероятной локализации грунтов со слабой несущей способностью и оценка их мощности. В качестве таких мест в первую очередь рассматриваются «мангышлакские» палеоформы, отчетливо выделяющиеся на сейсмоакустических записях. Таким образом, обеспечивается определение мощности наиболее широко распространенных грунтов со слабой несущей способностью.

Для того чтобы выявить самый опасный компонент грунта – свободного, или, как его еще называют, «защемленного» газа, автором изучались признаки, присущие сейсмическим аномалиям типа залежей (АТЗ). Эти аномалии волнового поля, характерные для верхних слоев разреза (до 100 м. от дна моря), прекрасно отображаются на низких частотах сейсмоакустических записей, а также отражаются на записях высокого разрешения. Их отображение очень специфично: в виде «ярких пятен», которые обусловлены резким скачком вверх амплитуды отражаемых волн.

Основные подходы к разработке модели применения метода ИГА при изысканиях на нефтегазоносных структурах и постановке нефтедобывающих платформ

Необходимость совершенствовать теоретические и практические навыки использования метода аналогий при инженерно-геологических изысканиях на нефтегазоносных структурах и постановке нефтедобывающих платформ и, следовательно, необходимость формулировки соответствующих подходов концепции обусловлена следующими основными факторами:

- значительной капиталоемкостью при выполнении изысканий в полном объеме;
- спецификой и сложностью выполнения инженерно-геологических изысканий на нефтегазоносных структурах;
- требованиями нормативной и нормативно-методической документации, регламентирующей выполнение инженерно-геологических изысканий на нефтяных месторождениях;
- наличием значительного массива инженерно-геологической информации;

- недостаточностью наработок по использованию метода аналогий для проведения исследований в условиях освоения нефтегазовых месторождений.

Геологическая среда в инженерной геологии изучается как составной элемент природно-технической системы (ПТС). Данную ПТС можно охарактеризовать как массив грунтов, взаимодействующий с нефтяной платформой. Чтобы получить необходимую для рабочих процессов информацию в нужном количестве, требуется рассмотреть совокупность факторов, характеризующих условия разработки месторождения в общем. В ходе инженерно-геологических изысканий обязательно стоит учитывать динамику изменения среды месторождения.

Если говорить о применении ИГА при геологических исследованиях на нефтегазоносных структурах, то обязательно нужно рассмотреть основные термины, с которыми придется столкнуться в процессе работы.

Основная цель применения метода ИГА – это получение комплексной информации о возможных свойствах среды нефтяного месторождения на основе информации о свойствах грунтовых массивов и других компонентов среды месторождения-прототипа. Но точного определения данного понятия не существует. В ряде других научных разработок, посвященных геологическим изысканиям и подсчету запасов, в справочниках, содержащих методические рекомендации и правовые нормы и посвященных методам инженерно-геологических задач, в основном применяется такое определение, как метод аналогий или сравнительно-геологический метод [67-68].

Если внимательно рассмотреть понятие «аналог», то можно прийти к выводу, что он может рассматриваться и толковаться различными способами, зависящими от конкретного изучаемого вопроса. Например, при строительстве зданий и сооружений это будет метод исследования, основанный на применении накопленного опыта, полученного на использовании опыта, полученного при изыскательских работах и строительстве ранее возведённых сооружений в подобных инженерно-геологических условиях. А инженерно-геологический объект будет являться аналогом данного ПТС как идентичное по конструкции и технологии возведения сооружение, построенное в таких же природно-техногенных условиях [47].

Считается, что выбирая объект, который станет аналогом, целесообразно принимать во внимание комплекс и техногенных, и природных факторов, а также учитываться характер поставленной инженерами задачи.

В трудах Л.Б. Розовского природный или натурный аналог рассматривается как подобие геологической среды, участок, геологическое строение, гидрогеологические условия, типы процессов которого наиболее сходны с прототипом [123-125]. Недалеко от истины и мнение Н.В. Тюниной о том, что ИГА занимает промежуточное место между природным (натурным)

прототипом и ПТС-аналогом [153].

Но в данной работе ИГА будет характеризоваться как совокупность инженерно-геологических, гидрологических и природно-климатических условий нефтяного месторождения в составе ранее изученной ПТС.

ИГА-прототип является источником ретроспективной информации:

- об инженерно-геологических условиях осуществления геологических изысканий и их преобразованиях во времени;
- о различных опасностях, представляющих угрозу осуществления геологических изысканий и постановке нефтедобывающих платформ;
- об инженерно-геологических условиях (ИГУ) проектирования свайных фундаментов при постановке нефтедобывающих платформ.

Соответственно предлагается рассматривать метод инженерно-геологических аналогий (ИГА) как метод природных аналогий, используемый при изучении ИГУ нефтяного месторождения в составе изучаемой ПТС.

Обоснованность данного определения подтверждается такими фактами:

1. Инженерно-геологические условия конкретного месторождения является объектом исследования.
2. Данный метод ИГА применяется для получения нужных информационных данных и решения инженерно-геологических задач.

Стоит отметить, что наилучшее использование метода ИГА при осуществлении инженерно-геологических изысканий на нефтегазоносных структурах осуществляется на основании подхода к использованию инженерно-геологических аналогий. Он основывается на выборе прототипа по совокупности гидрологических и природно-климатических факторов и параметров ИГУ. Требования выбираются для аналогичных месторождений, для однотипных месторождений в составе природно-технических систем (ПТС) «Геологическая среда – Нефтедобывающая платформа – Среда месторождения».

В результате исследования подобия прототипа и аналогов могут быть сформированы множественные оценки, отражающие степень их подобия. В выведении по аналогии выделим такие этапы, которые отвечают этапам выведения на основе фактов:

- 1) анализ заданных составленных объектов – вычисление веса первичных свойств;
- 2) исследование подобия составленных элементов прототипа и аналога;
- 3) формирование гипотезы о свойствах нового объекта, который выступает в качестве (прогнозирование свойств);
- 4) уточнение сформированной гипотезы.

Реализация метода инженерно-геологических аналогий на шельфе основывается на следующих принципах:

- территориальность и зональность в реализации метода ИГА, учитывающие параметры различных масштабов инженерно-геологического разграничения областей;
- адекватность выбираемых аналогов однотипным ПТС, этапами разработки, геотехнической сложности, а также сложными ИГУ. Выбор прототипа и сложный расчет аналогов должны соответствовать поставленным задачам, масштабу и размеру ПТС, типу аналога и этапу разработки;
- адаптации, предполагающие последовательное уточнение программы исследований по мере получения предварительных результатов;
- учет временного фактора к использованию метода ИГА, определяющий временные рамки выбора аналога;
- оптимизация комплекса инженерно-геологических изысканий объектов на основе информации, собранной на аналогичных объектах;
- стадийность в употреблении метода ИГА на различных этапах проектно-изыскательских работ.
- приоритетность выделения наиболее значимых (приоритетных) нормативов ИГУ и привлечение других аналогичных объектов для решения конкретных задач;
- многозадачность употребления метода ИГА для развязывания разного рода задач;

Следует заметить, что возможность использования метода ИГА при проведении изысканий должны обосновываться в плане будущих работ. Также при разработке самой программы следует учитывать изыскательский опыт, приобретенный на аналогичных ПТС.

Основные направления использования метода ИГА при проведении изысканий и постановке нефтедобывающих буровых платформ в пределах российского сектора Каспийского региона

Использование метода ИГА при выполнении изысканий и постановки нефтедобывающих платформ также целесообразно и для развязывания широкого круга задач, условно объединяющихся в несколько групп. Рассмотрим подробно каждую из них.

1. Предварительное оценивание актуальных инженерно-геологических условий грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий).

Анализ выполненных изысканий показывает, что неблагоприятными для постановки нефтедобывающих платформ в границах Северо-Каспийского региона являются места распространения слабых грунтов пород (с низкой несущей способностью) значительной

мощности и скопления свободного («защемленного») газа, локализующиеся на разных уровнях в верхних слоях разреза. Грунты, обусловленные слабой несущей способностью, в больших количествах расположены в верхней придонной части разреза. Большей частью они представлены илистыми грунтами, текучими текучепластичными видами пылевато-глинистых грунтов. Такие грунты в большинстве своем встречаются в новокаспийском комплексе (месторождение Ракушечное), и среди верхнехвалынских дельтовых отложений и выполняют собой широко распространенные в Северном районе «мангышлакские» палео-ложбины и палеозападины. Неблагоприятное влияние на бурение скважин оказывает мощность слабых грунтов, превышающая предельную величину заглубления опорных колонн СПБУ. Также стоит заметить, что на систему «сооружение-грунт» влияют внешние гидрометеологические воздействия (из-за циклических нагрузок), а также сейсмические воздействия (также действуют циклические нагрузки), что приводит к разжижению грунта.

Метод ИГА при предварительной оценке современных инженерно-геологических условий грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий) при проведении изысканий может быть использован для:

- прогнозирования типов грунтов несущего основания платформ, комплексов и пространственной изменчивости массива пород, являющихся основанием для оснований платформ, наличия специфических грунтов в пределах грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий);
- прогнозной оценки физико-механических свойств грунтов оснований платформ;
- условий исследуемой грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий) (в т.ч. распространения и режима скопления свободного газа);
- интенсивности проявления сейсмических процессов и явлений;
- прогнозирования климатических условий (распространения плавучего льда, волновые нагрузки, течения).

2. *Анализ характера и причин деформаций нефтедобывающих платформ, СПБУ, эффективности защитных мероприятий.* Эти данные обобщают опыт проведения изысканий и постановки нефтедобывающих платформ и позволяют разработать предварительные рекомендации по:

- принятию или корректировке, в зависимости от стадии проектирования, проектных решений, в том числе рассмотрения вариантного проектирования свайных конструкций;
- технологии и способов возведения свайных конструкций;
- разработки необходимой системы мероприятий по инженерной защите свайных конструкций от воздействия неблагоприятных геологических и инженерно-геологических

процессов.

3. Прогнозирование ряда инженерно-геологических изысканий при установке платформ на грунт.

Чтобы наиболее эффективно решить эту группу задач по использованию метода инженерно-геологических аналогий, необходимо сформулировать предварительную рабочую версию об инженерно-геологических условиях грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий), степенях и уровнях сложности геологического разреза и возможных геологических опасностях. Все это окажет большую помощь на этапе выполнения изысканий: поможет подготовить наиболее эффективный, результативный и экономически целесообразный по комплектации, размерам и технологической последовательности комплекс работ. Инженерные изыскания являются составной частью нефтегазопроисловых работ на шельфе в виду необходимости обеспечения безопасности эксплуатации используемых платформ. При эксплуатации СПБУ и МСП, в комплексе изысканий важное место занимают инженерно-геологические работы, направленные на изучение несущей способности грунтового основания.

Согласно действующим нормативным документам, разработка технического задания, программы изысканий и назначение их оптимального комплекса требуют предварительного установления категории сложности инженерно-геологических условий.

Использование метода инженерно-геологических изысканий будет способствовать планированию комплекса изыскательских работ с учетом реальной инженерно-геологической ситуации. Если на основе изучения аналогов ожидается значительная неоднородность грунтов, наличие рыхлых грунтов, иловатых пород или скоплений мелкозалегающего газа, необходим тщательный подход к разработке состава изыскательских работ и, возможно, увеличение количества испытаний грунтов, а также технология отбора проб грунтов из скважин (для выявления количественной оценки содержания опасного газа в грунтах, необходим отбор грунтовых кернов герметичными пробоотборниками).

При проведении инженерно-геологических изысканий требуется наличие изыскательской информации по всей нефтегазовой площади, что предполагает ведение инженерно-геологических изысканий не только в контурах грунтовой толщи участка строительства (по данным инженерно-геологических изысканий), но и в пределах нефтегазовой площади или в границах определенного участка нефтегазовой площади. Предварительное установление исследуемой зоны с использованием инженерно-геологических аналогов позволят заранее наметить границы проведения исследований, обосновать в программе изысканий и выполнить необходимый комплекс инженерно-геологических работ одновременно.

Многие вопросы, возникающие при проектировании гидротехнических сооружений на

шельфе, не имеют стандартных решений и требуют индивидуального подхода. Условия, благоприятные для проведения изысканий с помощью СПБУ, могут быть неблагоприятными для постановки нефтедобывающих платформ, например, при наличии скоплений мелкозалегающего газа на нижних горизонтах, и наоборот.

Ввиду относительно недавнего начала проведения изысканий в северной и центральной части акватории Каспийского моря и отсутствия достаточной нормативной базы, особенно важен учёт опыта проведения изысканий и постановки нефтедобывающих платформ (привлечение инженерно-геологических аналогов) в идентичных природно-техногенных условиях.

Одной из важных задач, решаемых методом ИГА, считается *предварительное определение нормативных значений физико-механических свойств грунтов основания*. В сегодняшних рамках выполнения значительных темпов проведения изысканий и разработка проектов обычно проводится параллельно. При проектировании предварительно анализируют параметры свай, способа их крепления и комплекс многих других проектных особенностей требуется уже на этапе составления предпроектной документации. Это влечет за собой необходимость достаточно быстро, еще на этапе проведения изыскательских работ, предоставления проектировщиками предварительных параметров нормативных характеристик грунтов.

По мнению автора, наиболее методически обоснованным и технически оправданным применение метода ИГА будет на ранних стадиях изысканий. На стадиях изысканий для обоснования проектов и рабочей документации применения метода аналогов дает возможность дополнить, уточнить некоторые данные изысканий и увеличить надежность выбранных нормативов и расчетных значений показателей физико-механических свойств грунтов.

Определенную перспективу имеет использование на начальных стадиях инженерно-геологических изысканий таблиц свойств основных разновидностей грунтов месторождения, позволяющее оперативно получать предварительные значения механических свойств грунтов без проведения их прямых испытаний, по физическим характеристикам, на основе корреляционных зависимостей между ними.

В настоящее время целесообразно разработать научно-обоснованную методологию составления табличных характеристик грунтов, учитывающую современные достижения в области грунтоведения. В основе разработки современных таблиц свойств основных разновидностей грунтов, должна лежать систематизация накопленных к настоящему времени обширных изыскательских данных.

Нормативные значения свойств грунтов, принятые по аналогии при установлении идентичности интересующих изыскателя грунтов на исследуемом объекте и объекте-аналоге, могут быть более близкими к реальным значениям. Особенно, когда речь идёт о грунтах,

специфических для районов проведения изысканий.

Физико-механические характеристики грунтов, принятые по объектам-аналогам, расположенным в идентичных инженерно-геологических и геоморфологических районах, могут использоваться в совокупности с нормативными значениями и уточнять их.

В качестве объекта-аналога должен быть выбран ранее изученный в инженерно-геологическом отношении участок, в разрезе которого присутствуют аналогичные виды грунтов, близкие по составу, структуре и свойствам. При выборе аналогов достаточно сложным является вопрос идентификации грунтов и определение искомых свойств.

Авторы, касаясь проблемы прогноза упруго-прочностных свойств грунтов, предлагает осуществлять выбор аналогов по ряду признаков: инженерное сооружение, возраст, генетический тип, состав и состояние грунтов и на этой основе прогнозировать их свойства – прочность, деформируемость и водопроницаемость, являющиеся предметом аналогии. Вышеизложенное позволяет сделать вывод, что набор критериев, зависимостей и показателей, позволяющих использовать инженерно-геологические аналоги по грунтам, может изменяться и дополняться для каждого конкретного случая в соответствии с поставленными задачами. Необходим учёт всех факторов, оказывающих влияние на формирование прочностных, деформационных и фильтрационных свойств грунтов.

Наличие карт районирования значительно упрощает установление стратиграфической принадлежности литологических разностей грунтов. Идентичность грунтов-аналогов, по мнению автора, целесообразно устанавливать при совпадении известных пределов показателей их состава, состояния и свойств в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [248]

В ходе проведения изысканий на территории с большой мощностью четвертичных отложений перед изыскателями часто возникают задачи оценок коренных отложений, вскрытая мощность которых составляет первые метры. В этом случае нормативные документы рекомендуют описывать коренные отложения по архивным данным. В данной ситуации использование метода аналогий будет более чем правомерным.

Применение ИГА для комплексных изысканий для постановки нефтедобывающих платформ

В соответствии с обоснованными и сформулированными выше концепцией и принципами автором разработаны основные методические рекомендации применения инженерно-геологических аналогий при комплексных изысканиях для постановки нефтедобывающих платформ. Определены критерии и общий алгоритм анализа и выбора инженерно-геологических аналогов.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют, что при использовании

инженерно-геологических аналогий важным этапом является установление критериев аналогии. Для решения этой задачи в практике использовались количественные критерии подобия, многофакторного регрессионного анализа и теории распознавания образов. На предпроектных стадиях, при наличии только качественной информации, это математические модели дисперсионного анализа и распознавания образов. На стадиях «проект» и «рабочая документация» – регрессионный анализ. Такими методами решаются задачи прогноза геологических и инженерно-геологических процессов.

Однако, применение метода ИГА при инженерно-геологических изысканиях может быть более многоплановым. В то же время, реализация метода ИГА при проведении комплексных изысканий и при постановке нефтедобывающих платформ требует разработки подходов, позволяющих учесть особенности проведения изысканий, рационального использования имеющегося фонда материалов ранее выполненных изысканий, в особенности картографических.

Совокупность критериев установления аналога должна давать представление не только о геологической среде, но и об особенностях природной среды месторождения, а также характеризовать количественную и качественную инженерно-геологическую информацию, имеющуюся по объектам-аналогам.

Метод аналогий предполагает применение территориального, типологического и хронологического подходов, что может быть использовано и в инженерной геологии. М.В. Чешевым обоснована необходимость использования принципа районирования при ведении изысканий в северной акватории нефтегазового сектора Каспийского моря. Реализация принципа районирования при выборе аналога подразумевает учёт инженерно-геологического районирования территории расположения исследуемого объекта и его аналогов [170].

В настоящее время для предварительного назначения категории сложности инженерно-геологических условий с целью обоснования комплекса изысканий используются карты инженерно-геологического районирования. Принадлежность объекта к конкретной инженерно-геологической области (району, участку) схематично позволяет судить об общих особенностях геологического строения территории, наличии зон геологического риска, условиях проведения поисковых испытаний и добычи нефти на этой территории, влиянии геологических опасностей, причинах деформаций нефтедобывающих платформ.

Конкретный объект-аналог, найденный в пределах идентичного инженерно-геологического района, позволяет более детально учитывать специфику инженерно-геологических условий объекта при выборе методов ведения изысканий, а также предусмотреть возможность дополнительных специальных исследований.

Идентичность грунтов-аналогов целесообразно устанавливать при совпадении известных

пределов показателей их состава, состояния и свойств в соответствии с ГОСТ 25100-2011:

- а) удельный вес учётом взвешив. действия воды (γ_{sb} , кН/м³);
- б) угол внутреннего трения (ϕ , град);
- в) удельное сцепление (C , кПа);
- г) модуль общей деформации (E , МПа);
- д) сопротивление недренированному сдвигу (C_u , кПа);

В таблице 3.1.3 приведены наиболее часто используемые карты районирования, имеющиеся по территории Каспийского моря и устанавливаемые по ним данные.

Выбор аналогов инженерно-геологических условий с целью обоснования технического задания и разработки программы изысканий на территории Каспийского моря может осуществляться также по картам геологического, геоморфологического, гидрогеологического районирования и по картам опасности геологических и инженерно-геологических процессов.

Таблица 3.1.3

**Комплекс карт районирования российского нефтегазового сектора
акватории Каспийского моря**

Наименование карты районирования	Устанавливаемые параметры
Схема инженерно-геологического районирования российского нефтегазового сектора акватории Каспийского моря	Особенности инженерно-геологических условий территории Каспийского моря
Карта сейсмических опасностей Каспийского моря	Принадлежность территории к сейсмической зоне в Каспийском море
Карта изменчивости ледяного покрова Каспийского моря	Сезонные площади припая и плавучего льда Каспийского моря
Карта максимальных величин (с преобладающим направлением относительно сторон света) волн, течений, ветра с их основными параметрами (скоростями ветра и течения, а также с периодами, длинами и высотами волн) Каспийского моря	Определение основных параметров волн, течений и ветра Каспийского моря
Карта (схема) прогноза колебаний уровня моря	Определение прогноза колебаний уровня моря
Карта (схема) «геологических опасностей» касательно разжижения грунтового основания под МСП и СПБУ (снижений параметров грунта)	Степень опасности скоплений «защемленного газа» (по-возможности - с количественной оценкой) и значения разжижения грунтов из-за влияния на опорное основание МСП и СПБУ циклических воздействий внешних нагрузок

Примечание. Вместо карт можно использовать схемы, таблицы, графики и т.п.

Эти карты могут быть использованы для поиска аналогов по конкретному параметру, например, по разрезу четвертичных отложений или категории опасности карстово-суффозионных процессов. Указанные карты призваны повысить уровень надёжности результат

при проведении изысканий и постановке нефтедобывающих платформ.

Особенностью эксплуатации платформ в Северной и Центральной частях Каспийского моря является высокий уровень циклических нагрузок, в первую очередь волновых, ветровых, ледовых и сейсмических. В связи с этим особое значение имеет наличие карт сейсмических опасностей. На рисунке 3.1.3 представлена карта распределения очагов землетрясений по площади Восточного Кавказа и Каспийского моря за период с 1991 по 2014 гг. (по данным геофизической службы Российской Академии Наук). Даная карта используется для выполнения различных научно-технических работ по проектированию объектов МСП и расчетов устойчивости СПБУ и ее постановки на грунт.

На рисунке 3.1.3 представлена карта максимальных величин (с преобладающим направлением относительно сторон света) волн, течений, ветра с их основными параметрами (скоростями ветра и течения, а также с периодами, длинами и высотами волн) Каспийского моря.

Максимальное положение кромки льда (линия зеленого цвета) и границы припая (линия красного цвета) 1% обеспеченности [221] представлена на рисунке 3.1.5.

А для возможности учета в расчетах влияния циклической составляющей нагрузки были выполнены специализированные исследования (лабораторные испытания грунтов) по влиянию динамического характера нагружения на параметры прочности и деформируемости грунтов основания нефтедобывающей платформы на шельфе Каспийского моря [245]. Полученные в данной работе результаты свидетельствуют об устойчивости несвязных грунтов основания к разжижению при расчетном сейсмическом воздействии.

Согласно данным оценкам, значение величины уровня Каспийского моря на период до 2035 года не превысит отметку - 25,1 м БС и не опустится ниже отметки - 29,6 м БСВ [221] (представлено в таблице 3.1.4).

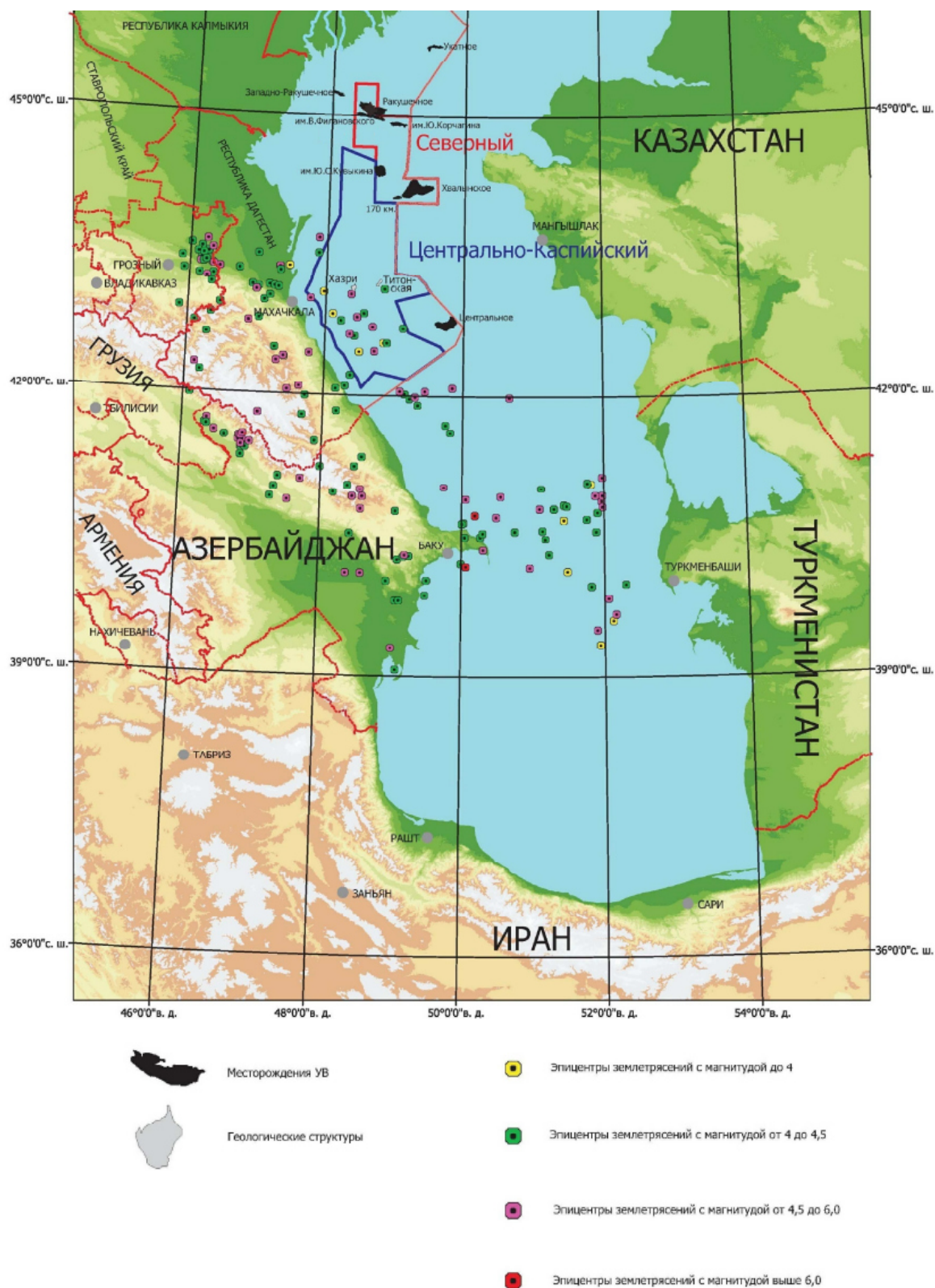
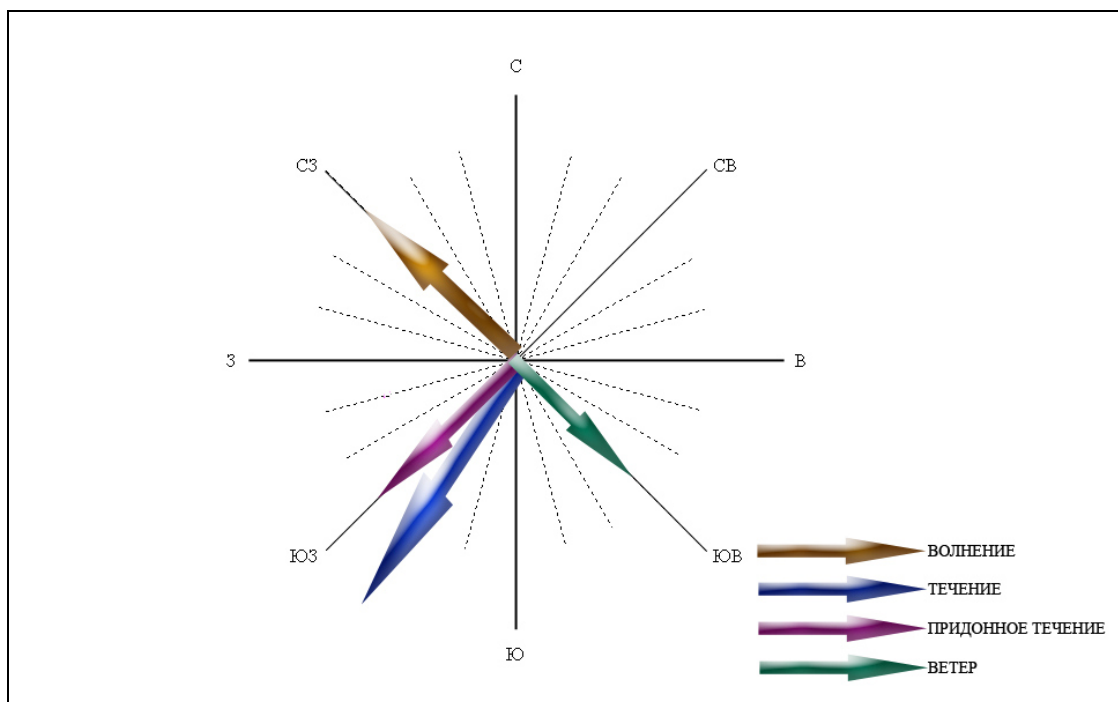


Рис. 3.1.3. Распределение очагов землетрясений по площади Восточного Кавказа и Каспийского моря за период с 1991 г. по 2014 г. (по данным геофизической службы Российской Академии Наук)

Примечание. Составитель карты: Маштаков А.С.



Параметры волнения (м)	Скорость ветра (м/с)	Скорость поверхностного течения (см/с)	Скорость придонного течения (см/с)
Hsr = 2,10 м	Wmax _{2min} = 39,0	V = 128	V = 82
Tsr = 7,00 с	Wmax _{10min} = 35,9		
Lsr = 59,0 м			
H _{0,1%} = 5,00 м			
H _{1%} = 4,30 м			
H _{3%} = 3,90 м			
H _{13%} = 3,20 м			

Рис. 3.1.4. Карта максимальных величин - 1 раз в 100 лет (с преобладающим направлением относительно сторон света) волн, течений, ветра с их основными параметрами (скоростями ветра и течения, а также с периодами (Т, с), длинами (L, м) и высотами волн (H, м, разной обеспеченность - в %)) Каспийского моря
(для месяца – декабрь, для точки РБ/р Им. В. Филановского) [221]

Таблица 3.1.4

Характеристики уровня Каспия на период 2010 – 2035 гг [221]

Год	Значения уровня с вероятностью превышения:		
	99%	50%	1%
2010	-28,4	-27,1	-25,8
2035	-28,7	-26,9	-25,1

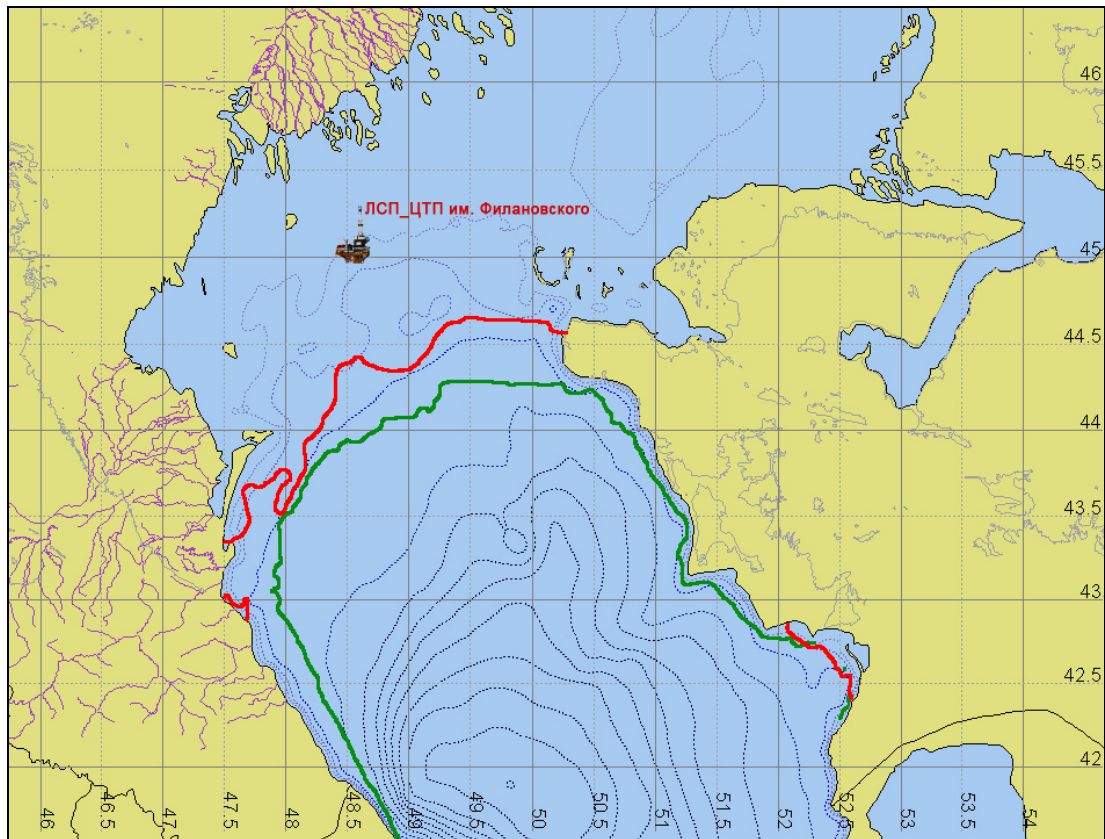


Рис. 3.1.5. Максимальное положение кромки льда (линия зеленого цвета) и границы припая (линия красного цвета) 1% обеспеченности (м/р Им. В. Филановского) [221]

Существует еще одна проблема – возможность возникновения техногенных землетрясений в регионе в связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений. Откачка большого количества углеводородного сырья может существенно изменить напряженно-деформированное состояние земной коры и привести к сильным техногенным землетрясениям. Примерами могут служить Газлийские землетрясения 1976 и 1984 гг. в Узбекистане, Кумдагское землетрясение 1983 г. в Туркменистане, Нефтегорское землетрясение 1995 г. в России, природа которых многими исследователями связывается с эксплуатацией нефтегазовых месторождений.

Для выявления наиболее опасного компонента грунтового массива – свободного («защемленного») газа – исследовались признаки, характерные для сейсмических аномалий типа залежь (АТЗ). Подобного типа аномалии волнового поля в верхней части разреза на глубину до 100 м от дна отчетливо фиксируются на низкочастотных сейсмоакустических записях и отображаются на сейсмических записях высокого разрешения. Они отображаются контрастно, в виде так называемого «яркого пятна», по резкому возрастанию амплитуды отраженных волн. Амплитудные аномалии нередко характеризуются значительным снижением частоты отраженных волн. На разрезах проявляется также совокупность других аномальных

эффектов, характерных для газоносных залежей: в связи с интенсивным отражением и поглощением акустических волн «яркие пятна» сопровождаются многочисленными кратными отражениями и, как правило, образованием ниже по разрезу «акустической тени». За счет резкого изменения плотности наблюдается изменение полярности волн, образование на границе «ярких пятен» дифрагированных волн. Иногда под «яркими пятнами» наблюдается эффект «затяжки времени», вызванный значительным снижением скорости волн в грунтах.

Чем большее количество карт будет применяться, тем больше будет оснований для выбора аналога.

Близкое расположение нескольких объектов-аналогов может обеспечить построение инженерно-геологических разрезов, составление локальных крупномасштабных карт инженерно-геологического, гидрогеологического и геоморфологического районирования исследуемой территории. Чем больше территория с группой аналогов, тем точнее могут быть выявлены геологические закономерности.

При этом могут применяться:

- *метод интерполяции*, основанный на предположениях о равномерной пространственной изменчивости геологического строения между определёнными точками;
- *историко-геологический метод*, основанный на изучении истории геологического развития территории, что позволяет определить закономерности пространственной изменчивости компонентов геологической среды.

На основании вышеизложенного в качестве основных критериев установления инженерно-геологической аналогии примем указанные в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5

Критерии установления инженерно-геологической аналогии

№ п./п.	Критерии
1	Тип инженерно-геологических условий территории (инженерно-геологические изыскания, гидрологические условия и т.п.)
2	Тип геологической опасности (влияние «опасного мелкозалегающего газа» - разжижение грунтовых оснований объектов МСП и СПБУ)
3	Особенности местонахождения (принадлежность объекта и его аналогов к определенной территории в соответствии с гидрометеорологическими условиями, влияние циклических воздействий (волновых и ледовых) - разжижение грунтовых оснований объектов МСП и СПБУ)
4	Особенности местонахождения (принадлежность объекта исследования и его аналогов к определённым зонам сейсмичности, влияние циклических воздействий (сейсмических) - разжижение грунтовых оснований объектов МСП и СПБУ)

С учётом сформулированных выше критериев, процедура (алгоритм) применения метода

ИГА при проведении испытаний и постановке нефтедобывающих платформ в общем случае будет включать следующие этапы.

Этап 1. Сбор исходной информации, в частности:

- 1) сбор предварительной геологической информации о территории размещения исследуемого объекта в соответствии с геологическими картами районирования территории Каспийского моря;
- 2) сбор информации об условиях сейсмичности размещения проектируемого сооружения на основании анализа карт сейсмического зонирования территории Каспийского моря;
- 3) сбор информации об опасностях: геологических опасностей, «мелкозалегающего газа», циклических воздействий на объекты МСП и СПБУ.

Этап 2. Определение критериев и выбор инженерно-геологических аналогов, включающий:

- 1) выбор объектов, расположенных в идентичных инженерно-геологических условиях в соответствии с картами геологического районирования;
- 2) выбор аналогов по критерию соответствия имеющейся и требуемой инженерно-геологической информации (показатели свойств грунтов, сведения об опасных геологических и инженерно-геологических процессах);
- 3) сравнительный анализ вариантов и выбор нескольких оптимальных аналогов, которые в дальнейшем используются в качестве рабочих.

Для оценки работы в целом целесообразно проводить поиск *полного* инженерно-геологического аналога. В этом случае перечисленные действия осуществляются последовательно.

Для решения отдельных инженерно-геологических задач из группы аналогов N_i могут быть отобраны *частные* аналоги в зависимости от стадии проектирования, задач изысканий и для решения каждой из них, например, для оценки:

- 1) актуального или потенциального проявления конкретного опасного геологического (инженерно-геологического) процесса;
- 2) нормативных показателей свойств грунтов;
- 3) условий размещения нефтедобывающей платформы;
- 4) возможных изменений инженерно-геологических условий на участке изысканий.

Этап 3.

Сопоставление информации об объекте и об аналоге. На основании данных, полученных на объектах-аналогах, выполняются:

- 1) составление рабочей гипотезы об инженерно-геологических условиях участка проведения изысканий;

2) установление категории сложности инженерно-геологических условий участка и геотехнической категории объекта;

3) выполнение предварительных прогнозов взаимодействия объекта и геологической среды при внешних динамических воздействиях.

Этап 4. Разработка программы использования ИГА при проведении инженерно-геологических изысканий выполняются:

1) в случае необходимости уточнение технического задания совместно с заказчиком. Требование применить метод ИГА может быть изначально указано заказчиком (проектировщиком) в техническом задании.

2) определение границ участка исследования и составление программы инженерно-геологических изысканий.

Этап 5. Проведение изысканий с использованием метода ИГА.

На этом этапе производится запланированный комплекс полевых и лабораторных работ. В ходе проведения инженерно-геологических изысканий и по их завершении необходимо выполнение верификации применения метода ИГА.

Этап 6. Анализ полученных данных. При составлении технического отчёта в его состав должно быть включено описание использования метода ИГА в комплексе инженерно-геологических изысканий. В техническом отчёте должно приводиться краткое описание используемого объекта-аналога (объектов-аналогов) или его параметров (в зависимости от решаемых задач), характеристика инженерно-геологической информации, полученной методом ИГА, и её учёт при разработке рекомендаций к проектированию.

Для составления прогнозов опасных инженерно-геологических процессов среди найденных аналогов целесообразно выполнить выбор участков с использованием количественных критериев подобия и их обработку с помощью многофакторного регрессионных моделей, методов вероятностных, пространственно-временных и временных аналогий, ранее рекомендованных исследователями.

Этап 7. Подтверждение целесообразности применения метода ИГА. Опыт применения метода ИГА может использоваться для пополнения базы данных инженерно-геологических аналогов, а также для развития нормативно-методических базы в области применения метода ИГА.

Общая схема (алгоритм) применения метода ИГА приведена на рисунке 3.1.6.

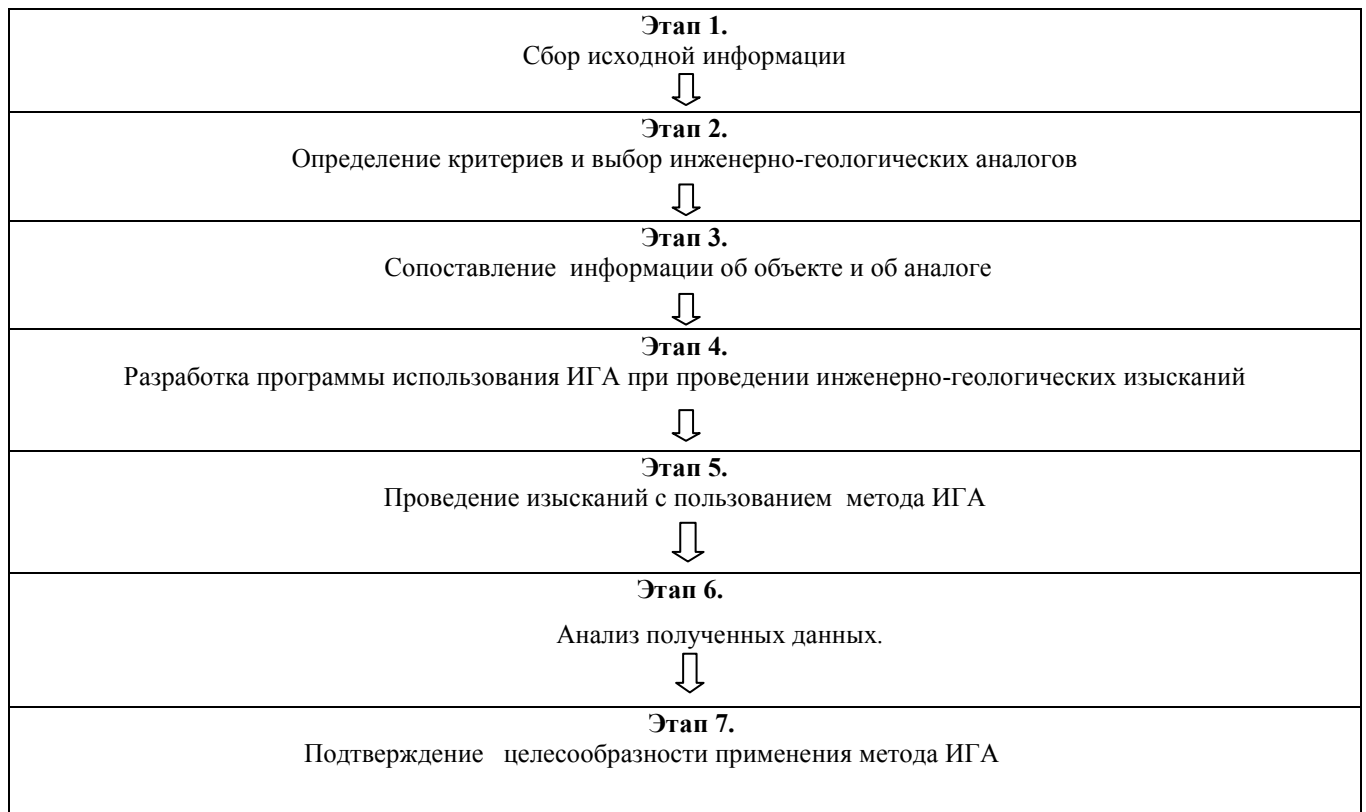


Рис. 3.1.6. Алгоритм применения метода ИГА

3.2. Оценка влияния внешних динамических воздействий на устойчивость МСП и СПБУ

С точки зрения общей характеристики, Каспийское море является частично замерзающим. Отметим, что северная часть покрывается слоем льда каждый год. В середине Каспийского моря замерзает прибрежная часть, и то исключительно в холодные зимы, а южная часть моря не замерзает вообще. Обычно лед на Севере Каспийского моря появляется в ноябре и сходит в марте, но в зависимости от погоды в конкретный год лед может появиться в октябре или декабре, а растаять в феврале или апреле [61].

Если зима холоднее обычной, вся акватория северной части Каспийского моря покрывается льдом до изобаты 20 м. Если же зима выдалась необычно теплой, то устойчивого замерзания значительной части севера Каспийского моря не бывает. Тогда даже в январе, когда припай максимально развит, его зона ограничивается территорией прибрежного мелководья. Отметим, что и неподвижный лед здесь отличается от классического припая, когда, примерзший к берегу, сплошной коркой лежит всю зиму. В обсуждаемой акватории припай в течение зимы частично взламывается каждый год, а на северо-западе акватории в среднем раз в три года ледяной покров сначала взламывается, а затем снова устанавливается от берега до видимого с берега горизонта от 4 до 10 раз за зиму, а иногда еще чаще. В центре северной части

Каспийского моря, там, где находится Гурьевская бороздина, даже в январе на отдельных участках припая могут происходить взломы подвижки и торошение. В результате неоднократных подвижек припая, взломов и торошений с последующим смерзанием в районах Жемчужных и Кулалинской банок часто возникают солидные торосистые образования [61].

Экстремальные ледовые воздействия

Безопасность эксплуатации сооружений зависит от видов воздействия льда и типа сооружения.

При проектировании нефтяных платформ один из важных гидрометеорологических параметров – максимальное ледовое воздействие с периодичностью один раз в 100 лет. От прочности льда зависит, какая будет конструкция платформы. Следует отразить природу возникновения экстремальных ледовых нагрузок на объекты нефтегазовых сооружений. Указанные воздействия могут быть вызваны не обязательно особо сложной гидрометеорологической обстановкой, прежде всего, экстремально холодной зимой и такими явлениями, как торошение льдов при их сжатии, ледовые штормы, навалы льдов на берег и т.п. А также другими совпавшими случайно воздействиями, вызванные такими явлениями, как сейсмичность, цунами, атмосферные барические волны, ледовые заторы, зыбь, шторма и прочее.

Практически все ледовые параметры являются случайными, что и обуславливает вероятностно-статистический характер ледовой нагрузки. При этом именно вероятность взаимного воздействия ледяного образования и опорной части нефтяной платформы в совокупности с вероятностью возникновения воздействия льда при соответствующих прогнозах взаимодействия (удар, прорезание ледяного поля, пропахивание грунта и т.п.) и образует вероятность того, что опорная часть нефтяной платформы подвергнется экстремальной ледяной нагрузке [61].

При проектировании нефтяных платформ, для получения значений (статических нагрузок) от воздействий на них ледовых, волновых нагрузок и от течения, а также других дополнительных исследований (моделирование размыва донных грунтов вокруг и под платформой) - выполняют «модельные испытания». Это регламентируется в стандарте ГОСТ Р 54483-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования» [247].

При проектировании платформ «Райзерный блок» (РБ) и «Центральная технологическая платформа» (ЦТП) в Каспийском море (их опорных частей) также модельных испытания на ледовые нагрузки. Пример таких исследований представлен на рисунке 3.2.1.

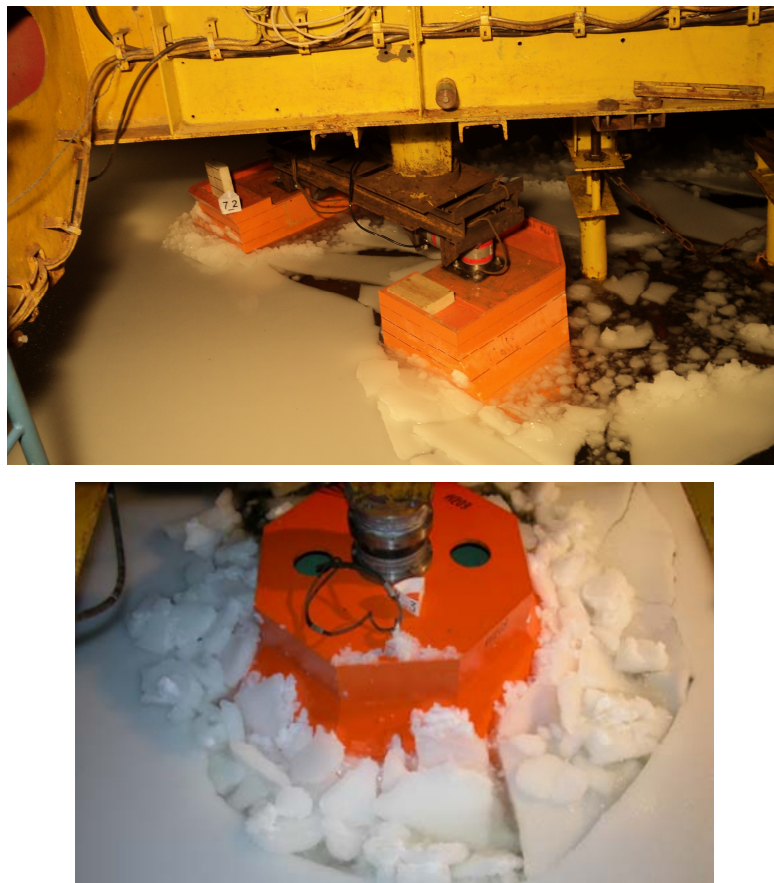


Рис. 3.2.1. Модельные испытания платформ на ледовые нагрузки

Примечание:

Вверху рисунка - «Центральная технологическая платформа» (ЦТП);

Внизу рисунка - «Райзерный Блок» (РБ).

Особенности динамического воздействия льда на ледостойкие опоры

При взаимодействии льда с широким сооружением в зависимости от скорости движения льда могут наблюдаться как пластическая деформация льда при низкой скорости, так и хрупкое разрушение льда при высокой относительной скорости взаимодействия. Проведенные эксперименты показывают, что экстремальные нагрузки от воздействия ледяного поля случаются не при ударе льдин, а при довольно медленном движении поля, когда его скорость составляет 10^{-1} - 10^{-2} м/с. Например, воздействие на платформу «Моликпак» многолетнего ледяного поля привело к возрастанию динамических нагрузок до пика, превысившего уровень нагрузки 500 МН, который был расчетным для указанной платформы. Одна из форм механизма разрушения льда при взаимодействии с сооружением создаёт циклические нагрузки. В результате прорезания /дробления ледяного поля опорой происходит преобразование кинетической энергии движения ледяного поля, что вызывает начало колебательных процессов в системе лед-сооружение. Степень цикличности можно характеризовать отношением максимальной нагрузки к минимальной. Чем больше отношение, тем больше динамический эффект. При определенных соотношениях динамических характеристик льда и платформы

ледовые воздействия могут сопровождаться динамическими реакциями. Исследование процесса динамического взаимодействия льда и платформы ведется с позиций теории автоколебательных процессов в различных системах [61]. Наглядный пример таких процессов наблюдается в арктических льдах (в соответствии с рисунком 3.2.2).

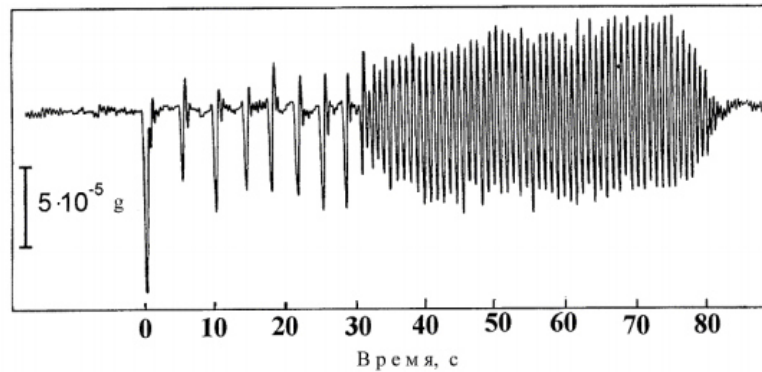


Рис. 3.2.2. Циклическая сдвиговая подвижка по сквозной трещине в ледяном поле при сжатии (толщина льда составляет 3 м) [61].

Нестационарный характер взаимодействий в системе «лед-опора» способно запустить резонансные явления в системе «грунт – сооружение – лед». Расчет усталостной прочности конструкции и ее отдельных элементов, а также прочности грунта и степени разжижения непосредственно под основанием производится на основании спектральных характеристик переменной составляющей воздействия льда в границах 0.2-1.0 Гц, поскольку перечисленные параметры определяются экстремальными ледовыми воздействиями.

Гидротехническое сооружение, скованное льдами, чувствительно к незначительным вертикальным и горизонтальным подвижкам ледяного покрова, особенно если оно смёрзлось со льдом. Измерения подвижек льда около сооружения дают возможность оценить ледовые нагрузки от разнородных факторов. Так, например, в Печорском заливе на буровую платформу «Севастополь» действовала ледовая нагрузка, обусловленная приливами. В зоне контакта льда с вертикальной стенкой платформы приливные напряжения во льду достигали 0,75 кПа.

Разжижение грунтов

Для платформ, размещаемых в сейсмоопасных зонах (от 6 баллов без учета категории грунтов) российские нормы требуют оценки опасности вероятных динамических процессов. Прежде всего речь идет о возможном разжижении донного грунта [245]. По данной теме уже выполнено большое количество теоретических и экспериментальных исследований. Вопросы, связанные с данным явлением очень важны, и не случайно им посвящены специальные главы в сейсмических нормативах таких стран, как Япония, ЕС, США и КНР. Предпринимаются

попытки создания вероятностных моделей в целях прогнозирования разжижений грунтов в случае динамического воздействия.

Уровень опасности разжижения несвязных грунтов определяется множеством параметров. Основные из них: относительная плотность, гранулометрический состав грунта и уровень его однородности, а также водопроницаемость, угол внутреннего трения, влажность и прочее. Уровень риска здесь определяется одним из основных факторов, как сопротивление недренированному сдвигу.

К числу периодически проявляющихся динамических воздействий на грунтовое основание относятся землетрясения и циклические нагрузки от сооружений, возникающие при штормовом волнении моря и от воздействий льда.

Основной угрозой для подземных трубопроводов, связанной с этим опасным явлением, является растекание осадков. Такие деформации возможны даже при небольших уклонах. Следовательно, в результате сильных землетрясений из-за смещения грунтов разрушатся трубопроводы.

Помимо растекания осадков существенную опасность для объектов добычного комплекса (нефтегазопромысловых платформ) представляют неравномерная деформация грунтового основания.

Особенностью эксплуатации платформ в Северной части Каспийского моря является высокий уровень циклических нагрузок, в первую очередь волновых, ледовых и сейсмических. Для возможности учета в расчетах влияния циклической составляющей нагрузки целесообразно проводить испытания грунтов на циклические воздействия.

Оценка влияния динамических (циклических) воздействий на параметры прочности и деформируемости грунтов основания сооружений также была выполнена путем лабораторных испытаний грунтов при динамических нагрузках [245].

Исследованы грунты верхней части грунтовой толщи на глубину до 30 м от дна, испытывающие наиболее интенсивные нагрузки от основания сооружений и соответственно определяющие устойчивость сооружений при возникновении дополнительных динамических (циклических) воздействий.

Оценка влияния сейсмических воздействий на прочностные свойства несвязных и слабосвязных грунтов дается по величине расчетного параметра динамической прочности, представляющего собой соотношение значений при динамических нагрузках и при статических нагрузках. Тем самым, это позволило оценить значение понижения физико-механических параметров грунта северной части Каспийского моря по глубине его залегания. То есть эти данные рекомендуется использовать в расчетах устойчивости сооружений при обустройстве месторождений северной части Каспийского моря.

Полученные данные, характеризующие динамическую прочность несвязных грунтов и супесей сейсмические воздействия, приведены в таблице 3.2.1.

Оценка влияния циклических воздействий на прочность связных грунтов осуществлена по величинам недренированной прочности на сдвиг (C_u).

Соотношения расчетных значений при динамических и статических нагрузках, рассматриваемые как расчетные параметры динамической прочности связных грунтов, приведены также в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

**Расчетные параметры динамической прочности несвязных
и слабосвязных грунтов основания**

№ п.п.	Глубина залегания подошвы инженерно- геологического элемента от дна моря, м.	Грунт	Значение понижения параметра грунта при внешних воздействиях на объекты МНГС		
			Ледовые воздействия	Сейсмические воздействия	Волновые воздействия
1	от 0 до 8 -12	супесь (песок пылеватый)	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) на 5%	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) на 15%	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) на 20%
2	от 8 - 12 до 15 -18	песок пылеватый	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) <i>не происходит</i>	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) на 20%	Понижение параметра φ (угла внутреннего трения) на 25%
3	от 15 - 18 до 30	глина и суглинок мягко- и тугопластичн ые	Понижение параметра C_u (сопротивления недренированно му сдвигу) на 5%	Понижение параметра C_u (сопротивления недренированн ому сдвигу) на 10%	Понижение параметра C_u (сопротивления недренированному сдвигу) на 15%

3.3. Оценка влияния мелкозалегающего газа на грунтовое основание МСП и СПБУ

Зарубежные и отечественные исследователи, занимающиеся проблемой наличия газа в верхней части разреза с практической точки зрения (изыскатели, сейсмики, буровики и т.п.) [1, 3, 5, 6, 85-92, 94, 183-219, 126], в настоящее время широко ее обсуждают на различных форумах и конференциях. В иностранной литературе вопросы свободного газа в морских осадках освещены очень подробно. Кроме того, опубликованы многочисленные обзоры с анализом проблем и явлений, связанным с присутствием газа в верхних частях грунтов в разных акваториях Мирового Океана и материковых областей. Почти все они считают, что

указанный фактор осложняет инженерное освоение акваторий.

Проблема насыщенных газом грунтов отражена и в российских нормативно-технических актах, определяющих порядок инженерных изысканий при подготовке к строительству. В Своде Правил 11-114-2004, целиком посвященном инженерным исследованиям на континентальном шельфе в целях строительства надводных нефтегазопромысловых платформ, разъяснены некоторые вопросы, возникающие, когда в верхней части разреза имеются зоны с аномально высоким пластовым давлением [260]. Также влияние присутствия газа на условия строительства рассматривается в СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства». Но здесь затронут один весьма узкий вопрос токсичности и взрывоопасности биогаза, скапливающегося в подполах и подвалов сооружений [261].

Надо признать, что пока проблема влияния присутствия газа в верхней части грунтовых отложений на инженерно-геологические характеристики раскрыта в России явно недостаточно. Это касается всей российской шельфовой области. В отечественной системе нормативно-технической и справочной литературы нет достаточно полных оценок вероятных рисков, связанных с данной проблемой, не разработаны и методические рекомендации по исследованиям газонасыщенных грунтов на шельфе. Из чего следует, что данная проблема продолжает оставаться актуальной как с теоретической точки зрения, так и для практических нужд российских подводных инженерных исследований.

Стоит упомянуть об исследованиях Бондура В.Г. [3], в которых упоминается о так называемых «газовых сипах». Большинство сипов расположено в переходной зоне между континентальным шельфом и материковым склоном на глубине от 50 до 650 м. некоторых акваториях глубина может достигать 800 м, а иногда 1200 м.

Сравнительный анализ различных геофизических данных показал, что метановые сипы не просто разбросаны по всей площади, а сконцентрированы на определенных участках и ассоциируются с вполне определенными морфологическими и приповерхностными структурами. На шельфе наибольшая концентрация сипов обнаружена в удлиненных впадинах над зонами разрывных нарушений. Область существования таких «газогидратов» приурочена к морским донным осадкам и к областям многолетних мерзлых пород. Газовая составляющая газогидратов на 95% представлена метаном. При увеличении мощности осадков в море или при погружении или уменьшении мощности мерзлоты гидрат метана распадется, и на небольшой глубине образуется газовый резервуар, из которого газ может прорываться на поверхность [3].

На рисунке 3.3.1 представлено распределение сипов по глубине. А на рисунке 3.3.2 представлена схема распространения «гидрата метана» в различных акваториях мира.

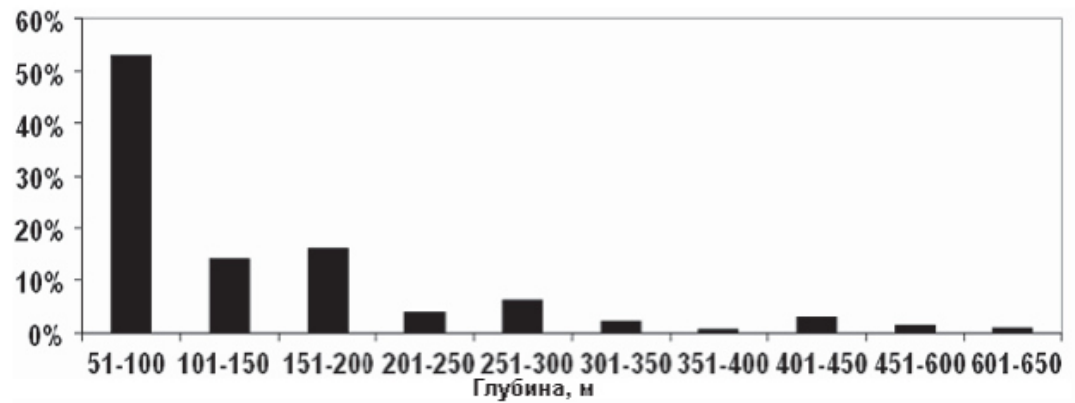


Рис.3.3.1. Распределение сипов по глубине [3]

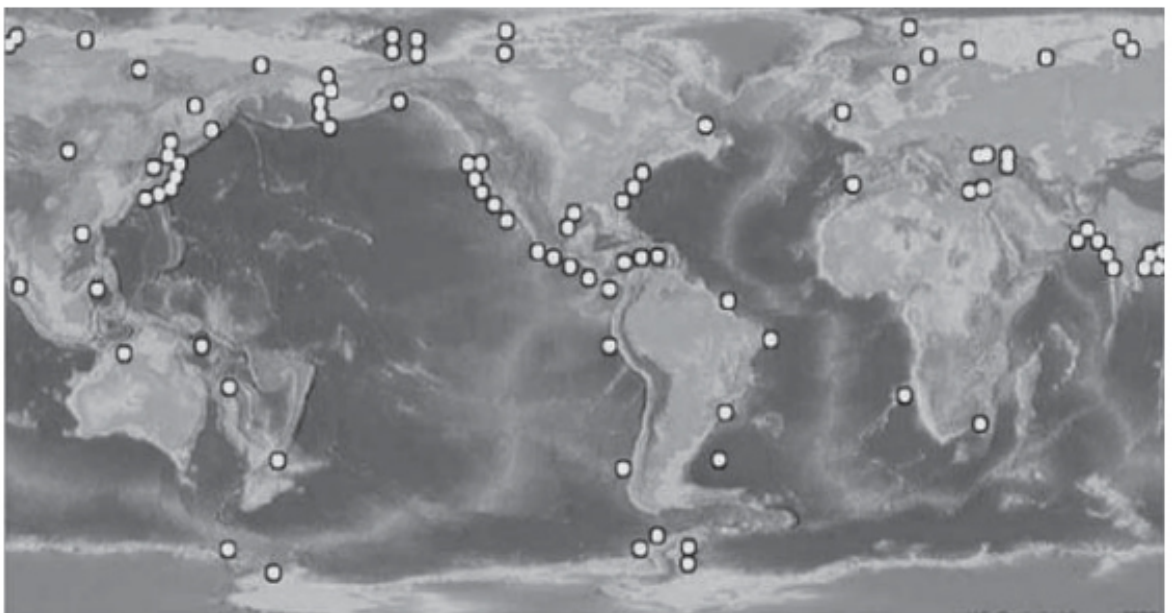


Рис. 3.3.2. Схема распространения гидрата метана в различных акваториях [3]

Отечественный исследователь Рокос С.И. также приводит данные о присутствии газа в верхней части грунтов Баренцево-Карского шельфа. В своих исследованиях Рокос С.И. делает выводы о том, что в глубоководных районах Баренцево-Карского шельфа газонасыщение отложений верхней части разреза связано с вертикальной миграцией газа из глубоких горизонтов осадочной толщи, в пределах открытого мелководного шельфа Печорского и юго-западной части Карского морей насыщение осадков свободным газом связано с процессами деградации реликтовых многолетнемерзлых пород, а в Обской и Тазовской губах и в Енисейском заливе газонасыщенность донных грунтов по большей части связана с шгтенсивным разложением свежепогребенной в современных осадках органики [126].

Геологическими морскими исследованиями северной части Каспийского моря

установлено широкое распространение в грунтовом массиве скоплений мелкозалегающего свободного газа, опасного для буровых установок, и гидротехнических сооружений, осложняющих бурение нефтегазопроисловых скважин и добычу нефти и газа.

Ю.П. Безродных, С.В. Делия и В.П. Лисин подчеркивают, что мелкозалегающий свободный газ представляет собой инженерно-геологический компонент, опасный для гидротехнических сооружений. Возрастание порового давления в газоносных грунтах при строительстве, либо при постановке на дно самоподъемных буровых оснований вызывает снижение несущей способности грунтового основания, либо может вызвать прорыв газа к поверхности дна, образование суффозионных воронок, приводящих к потере устойчивости и разрушению сооружений. Разгерметизация более глубоких газоносных залежей в ходе бурения может привести к прорыву газа по затрубному пространству, нарушая также устойчивость опорного основания. Аварии буровых оснований по указанным причинам произошли в различных регионах шельфа, в том числе на нефтяных месторождениях Каспийского моря. Аварии, вызванные вскрытием скоплений мелкозалегающего газа, имели место также при неглубоком поисковом и инженерно-геологическом бурении в Восточно-Сибирском и Черном морях. При этом совместно с газом через ствол скважин выбрасывался большой объем водно-грунтовой смеси [5].

Широкое распространение скоплений мелкозалегающего газа в грунтах является важнейшей геологической характеристикой северной части Каспийского моря. По данным количественных оценок, содержание свободного газа в приповерхностных отложениях достигает десятых долей процента от объема грунта при снижении интервальной скорости продольных волн до 200-300 м/с [1].

При проведении сейсморазведочных работ в качестве признака скоплений газа рассматривают геологические сейсмические аномалии типа залежь (АТЗ) или высокоамплитудные отражения в виде «ярких пятен», интерпретируемые как «газовые карманы». Сейсмоакустические материалы высокого разрешения обеспечивают уточнение технологии проводки инженерно-геологических скважин и выбор оптимальных схем отбора образцов грунтов. Скопления мелкозалегающего газа относятся к метановому и метанэтановому типам с содержанием метана до 99 % и проявляются на разных уровнях донного массива северной части Каспийского моря, местами практически от дна моря. Выделение и оконтуривание газовых аномальных скоплений мелкозалегающего газа производится на основе результатов сейсморазведочных работ [1].

В северной части Каспийского моря скопления мелкозалегающего газа приурочены к месторождениям Ракушечное, Хвалынское и Сарматское. Глубина распространения газа в северной части Каспийского моря представлена в таблице 3.3.1.

**Глубина и характер распространения мелкозалегающего газа на территории
российского нефтегазового сектора северной части Каспийского моря**

Наименование площадки	Глубина и характер распространения газа
Месторождение «Ракушечная» им. В.Филановского	Фиксируется на глубинах 40-60 м от дна моря в песчаных слоях. Нижние части (корни) аномалий зафиксированы с большим разбросом глубин от 90 до 400 м
Месторождение «Широтная»	Приурочены к линзам ракуши на глубине 38-39 м, а также к наиболее рыхлым пескам. Наиболее обширные «пятна» занимают глубины уровня 40-51 м
Месторождение "Хвалынская"	Глубина распространения газа фиксируется от 15 до 43 м от дна моря
Месторождение «Ракушечное» им. Ю.Корчагина	Наиболее широко распространены скопления газа на глубинах 60-67 м в песчаном слое
Сарматское месторождение	Наиболее обширные по площади скопления газа на глубине около 64 м в песчано-раковинных отложениях

Сравнительный анализ нефтегазоносных площадей северной части Каспийского моря показывает, что на площади «Ракушечная» мелкозалегающий свободный газ был зафиксирован в большинстве стратиграфических комплексов с кровлей на глубинах 40-60 м от дна моря. Основным резервуаром газа является базальный песчаный слой, а зоны газонасыщения, имеющие глубокие корни и распространяющиеся вверх по разрезу вплоть до голоценовых отложений, служат источником поступления газа в вышезалегающие пласты-коллекторы (ловушки) и формируют грифоны в акватории [125].

Признаки газонасыщенных отложений были отмечены на площади «Широтная» в большом диапазоне глубин. «Яркие пятна», которые показывают наличие мелкозалегающего свободного газа, обнаружены в верхах нижнехазарского комплекса и связаны с линзами и слоями пористых пород – песков и ракуши. Они приурочены к линзам ракуши на глубине 38-39 м, а также к наиболее рыхлым пескам, обогащенным дисперсным органическим веществом. На площади месторождения Хвалынского степень газонасыщения донного разреза очень неоднородна. Наиболее широко мелкозалегающий газ распространен в западной части месторождения. АТЗ располагаются на глубинах от 15 м до 43 м от дна моря. В районе месторождений Ракушечное и Ю. Корчагина скопления мелкозалегающего газа наблюдаются в геологических разрезах практически всех стратиграфических комплексов. Наиболее широко распространены скопления газа на глубинах 60-67 м в песчаном слое, залегающем в кровле нижнехазарского комплекса. На территории Хвалынского месторождения мелкозалегающий газ находится как в верхних горизонтах, представленных песчаными отложениями с ракушей, так и в подошве в слое раковинных грунтов. Сарматское месторождение по распространению геологических аномалий АТЗ и по степени газонасыщения грунтовой толщи аналогично западной части Хвалынского месторождения. На площади Сарматского месторождения признаки мелкозалегающего газа обнаружены вблизи дна в отложениях мангышлакского комплекса. При этом отмечено присутствие газа в перекрывающих их песчано-раковинных отложениях. Наиболее обширными по площади являются скопления газа в раковинных грунтах

базального слоя, фиксируемого на глубине около 64 м от уровня моря. Наиболее молодыми газоносными отложениями являются мангышлакские, локализующиеся вблизи дна в палеозападинах и палеоложбинах. Газ такого типа относится к типу болотного и наиболее распространен в северных частях акватории, отмечаются также на Сарматском месторождении. Анализ распространенности газовых аномалий в северной части Каспийского моря показывает, что наиболее высокая степень насыщенности морского донного разреза отложений газами наблюдается на юге исследуемой акваториальной территории, начиная от района Сарматского месторождения. Это проявляется как в количестве уровней локализации, так и в площадных размерах газовых скоплений. В этой части мелкозалегающий газ залегают на глубинах от 15 до 45 м, что создает значительный риск при добыче нефти и установке нефтяных платформ. На всей рассматриваемой площади проявлены скопления газа в верхах разреза нижнехазарского комплекса. В то же время исследования глубин расположения мелкозалегающего газа показывают, что для постановки СПБУ наибольшую опасность представляет западная часть месторождения «Хвалынская», где месторождения газа встречаются на глубине 17,5 м. Исследование размещения геодинамических рисков в виде скоплений мелкозалегающего газа при добыче нефти с помощью нефтяных платформ и проведении геологоразведки с помощью СПБУ, основанное на специальных сейсмографических исследованиях, позволит более точно учитывать «геологические опасности» на исследуемых территориях, а также прогнозировать с использованием метода аналогий неблагоприятные процессы, которые могут возникнуть при добыче нефти в северной части Каспийского моря [1].

Большинство компаний, ведущие нефтегазовую добычу на шельфах, избегают позиционирование стационарных платформ и СПБУ в местах, где существует мелкозалегающий свободный газ в грунтах, из-за прогнозов возникновения аварий в будущем. Так как известно, что распространение в грунтовой массе скоплений такого газа в Северном Каспии обширно, требуется тщательно изучить эти проблемы и принимать соответствующие меры к их разрешениям.

Во избежание возникновения опасных ситуаций при постановке нефтяной платформы и СПБУ необходимо прогнозировать места скопления мелкозалегающего газа, фиксируемые на сейсмических и сейсмоакустических записях высокого разрешения. Далее, в уточненном месте выполняются другие исследования, связанные с получением данных для оценки снижения несущей способности грунтового основания.

ВЫВОДЫ

1. Проведённые исследования показали, что специфика применения метода инженерно-геологических аналогий в условиях месторождения определяется особенностями его природно-технических систем (ПТС), различной степенью инженерно-геологической изученности городских территорий, а также стеснёнными условиями и сжатыми сроками проведения изысканий.

2. Анализ современных научных концепций ПТС позволил заключить, что в условиях морской среды метод аналогий целесообразно применять с позиций ПТС «Геологическая среда – Нефтегазовая платформа – Морская среда».

Такая ПТС включает инженерное сооружение, часть геологической среды и морской среды в пределах области их взаимодействия. В результате рассмотрения существующих представлений о «морской среде» было принято определение, наиболее ориентированное на проведение геологических изысканий и разработку нефтяных месторождений: среда месторождения – понятие, включающее совокупность геологической среды, инженерных объектов (нефтедобывающих платформ) и сооружений, природно-климатических условий, сейсмических условий и инженерно-геологических условий.

3. При применении метода ИГА для конкретной стадии проектирования работ предполагается наличие определённого уровня инженерно-геологической информации о месторождениях аналогах-прототипах в объёме, необходимом и достаточном для обоснования переноса данных на изучаемый объект. С целью объективной оценки инженерно-геологической информации разработана условная классификация территорий по степени изученности инженерно-геологических условий применительно к разным стадиям геологических изысканий и выделены категории инженерно-геологической изученности территории по комплексу критериев (наличие и детальность инженерно-геологической информации). Чем выше категория изученности инженерно-геологических условий, тем более оправданным является применение метода ИГА.

4. Для построения модели ИГА при исследовании подобия прототипа и аналогов с использованием теории мультимножеств могут быть сформированы множественные оценки, отражающие степень их подобия. В выведении по аналогии выделим такие этапы, которые отвечают этапам выведения:

- 1) анализ заданных составленных объектов – вычисление веса первичных свойств;
- 2) исследование подобия составленных элементов прототипа и аналога;
- 3) формирование гипотезы о свойствах нового объекта, который выступает в качестве (прогнозирование свойств);

4) уточнение сформированной гипотезы.

5. По полученным данным (в ходе динамических испытаниям грунтов на сейсмические, волновые и ледовые воздействия), выявлено, что динамических нагрузки негативно влияют на грунт, снижая его физико-механические параметры. Следовательно, данный факт необходимо учитывать при расчетах несущей способности свайных фундаментов МСП и опорных колонн самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ).

6. В целом насыщенность грунтов газом является фактором, осложняющим инженерно-геологические условия. Данный факт также необходимо учитывать при расчетах несущей способности свайных фундаментов МСП и опорных колонн СПБУ. А также данный факт требует отдельного дополнительного учета в нормативных документах, регламентирующих изыскания, проектирование и установку МСП и СПБУ на шельфе.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЛИЯНИЮ «ОПАСНОГО ГАЗА» И «ВНЕШНИХ ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ» НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙНОГО ФУНДАМЕНТА МСП И НА ОЦЕНКУ ЗАГЛУБЛЕНИЯ ОПОРНЫХ КОЛОНН СПБУ

4.1. Влияние присутствия свободного газа на грунты

Газ в грунтах может находиться как газ, растворенный в поровой воде (т.е. газ недонасыщен в поровой воде), как свободный газ (т.е. газ перенасыщен в поровой воде) или как газогидрат (т.е. газ заключен в клатраты) [210, 91].

В дальнейшем газогидраты не обсуждаются, так как условия (высокое давление, низкая температура), в которых они стабильны, не встречаются на участке строительства платформ. Свободный газ может встречаться в случае, если объем газа превышает максимальный объем газа, который может быть растворен в поровой воде при определенном давлении и температуре. Если водонасыщенность в порах превышает 85%, т.е. водная фаза однородна, а газовая фаза неоднородна, в грунтах свободный газ образует разрозненные пузырьки (так называемый газосодержащий грунт) [91].

Газосодержащий грунт схематически представлен на рисунке 4.1.1.

Диаметр пузырьков газа в газосодержащих грунтах колеблется от 0,5 до 50 мм. Пузырьки газа в мелкозернистых грунтах (т.е. глинах и илах) значительно больше, чем частицы грунта и размеры обычного порового пространства. Формация свободного газа в мелкозернистых грунтах обычно создает значительные полости в структуре грунта, как показано на рисунке 4.1.1а.

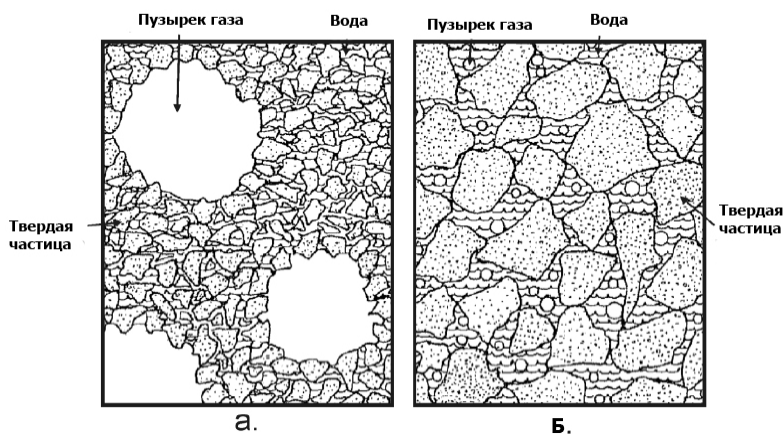


Рис. 4.1.1. Схематическое представление газосодержащего грунта.

Примечание: Структуры грунта, содержащего:

- а) пузырьки газа значительно большего размера, чем твердые частицы (например, глины или ила);
- б) пузырьки газа гораздо меньшего размера, чем твердые частицы (например, пески).

В чисто грубозернистых грунтах (т.е. песках без вторичных компонентов) пузырьки газа обычно меньше размера частиц и полностью содержатся в жидкости в поровом пространстве, как показано на рисунке 4.1.1б.

Миграция пузырьков газа с потоком поровой воды или под влиянием плавучести не изменяет структуру грубозернистых грунтов так, как это происходит с мелкозернистыми грунтами. Грубозернистые грунты, следовательно, представляются более стабильными в случае миграции пузырьков газа, чем мелкозернистые грунты.

Присутствие свободного газа может по-разному оказывать влияние на поведение уплотнения грунта. Оно явно сокращает плотность и увеличивает объем данной массы грунтов, которую он может занимать. Следовательно, если уплотнение под собственным весом грунтов, содержащих газ, сопоставимо с уплотнением насыщенного грунта, содержащего ту же массу воды и твердых веществ, то сокращенная объемная плотность вызывает меньшую движущую силу для уплотнения и меньшее начальное избыточное давление в поровой воде.

После моделирования разных ситуаций в программных комплексах можно сделать следующие выводы: воздействие пузырьков газа на недренированную прочность на сдвиг было наиболее разрушительным при низких значениях рабочего напряжения (соответствующих небольшой глубине под морским дном) и высоких значениях общей.

Выбросы газа могут наблюдаться во время непрерывного бурения. На этапе бурения давление в забое скважины тесно связано с весом толщи воды в бурильной трубе или немного выше (в зависимости от напора воды над уровнем моря). В теории, если давление газа равняется гидростатическому давлению, процесс бурения изменяет общее давление. Часто выбросы воды/флюидов газа стимулируются при проведении подобных специальных работ, таких, как поднятие бурильной трубы, поднятие штанг СРТ или начало извлечения пробных образцов. Отдельный газ способствует созданию пузырьков внутри колонки и, возможно, в кольцевом пространстве. Разделения газа может привести к неконтролируемым выбросам газа снаружи буровой трубы.

На рисунке 4.1.2 показано воздействие выделения газа на поведения сжатия глин (чем выше содержание газа, тем выше сжимаемость до тех пор, пока кривые сжатия не становятся практически параллельными после того, как газовые пузырьки лопаются).

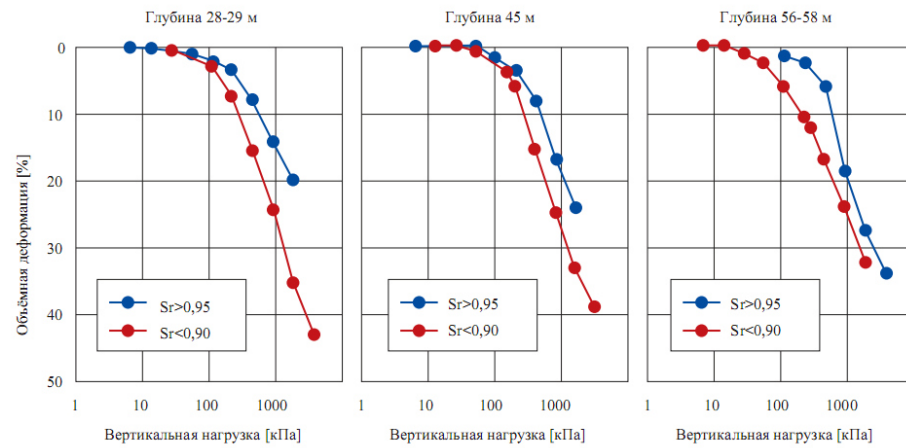


Рис. 4.1.2. Воздействие выделения газа на поведения сжатия глин [197]

Примечание:

S_r – степень насыщения

Что касается испытаний консолидометром, степень газонасыщенности образцов варьировалась от 0 до 1 (т.е. начально-растворенный газ), затем была произведена разгрузка, чтобы смоделировать разделение газа при взятии образцов керна. Влияние разделения газа на результаты трехосных испытаний, проведенных на глинах, показаны на рисунке 4.1.3а как вызывающие уменьшения прочности на сдвиг с увеличением степени газонасыщенности. Рисунок 4.1.3 ясно показывает, что деструктуризация по причине разделения газа также приводит к характерному изменению траектории эффективного напряжения. Об этом говорит неравномерность траектории эффективного напряжения при быстром увеличении избыточного порового давления и отсутствии увеличения напряжении сдвига. Согласно рисунку 4.1.3б протяженность этой неравномерности растет с начальной степенью газонасыщенности и, следовательно, со степенью разрушения. Похожая неравномерность траектории эффективной нагрузки – при недренированном сдвиге во время трехосного сжатия образцов глины, и предполагается, что подобное характерное изменение соответствует обрушению пор, расширенных разделением газа [92, 191].

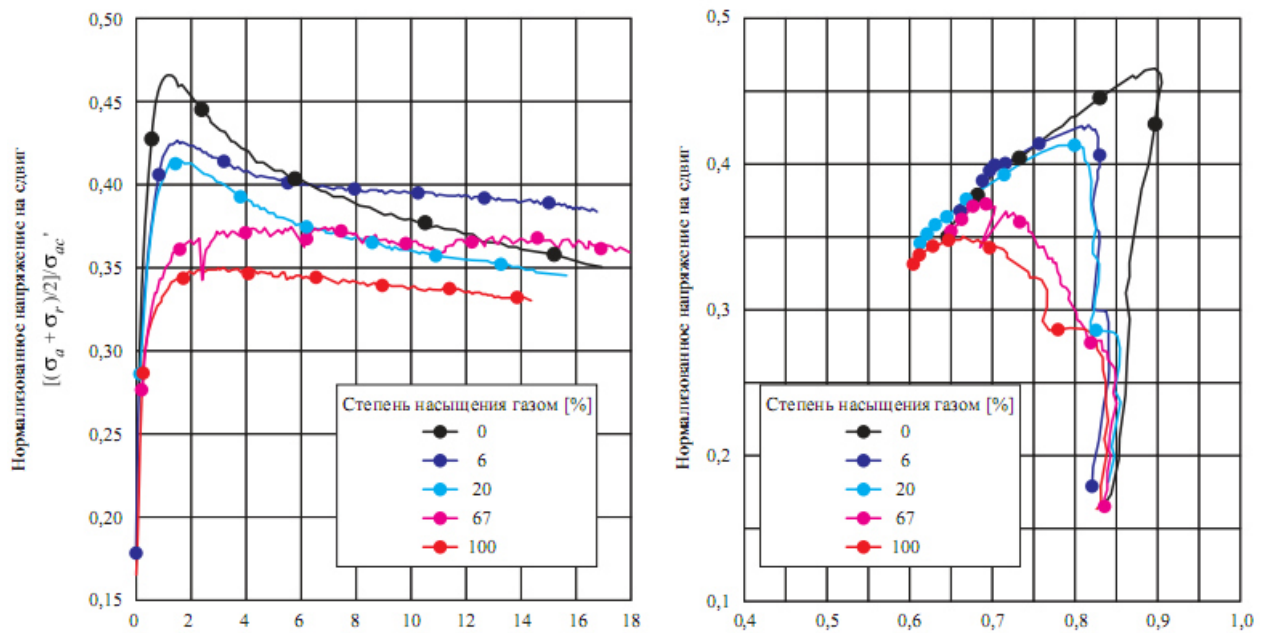


Рис. 4.1.3. Влияние разделения газа на результаты трехосных испытаний [191]

Примечание:

а) кривые зависимости напряжения от растяжения; б) траектории эффективной нагрузки;

ε_a – относительная осевая деформация; σ_a – активное напряжение; σ_r – нормализованное напряжение; σ'_{ac} – эффективное напряжение.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- и мелкозернистые и грубозернистые газосодержащие отложения демонстрируют сильное сокращение эффективного напряжения при недренированной нагрузке. Параметры, определяющие подобные характеристики, включают пластовое состояние нагрузки, давление насыщения жидкости газом, растворимость газа, степень водонасыщенности и сжимаемости твердых и жидких составляющих отложения;
- на прочность на сдвиг мелкозернистых газосодержащих отложений и последующее уплотнение влияет разрушение, вызванное сформировавшейся структурой отложений при разделении;
- рыхлые газосодержащие пески с начальной степенью насыщения большей чем 0,9 демонстрирует реакцию на недренированный сдвиг, похожую степень насыщения столь же рыхлых, полностью насыщенных песков (деформационное разуплотнение). Ниже значения насыщения в 0,9 подобная реакция изменяется в сторону значения насыщения полностью насыщенных рыхлых песков в дренированных условиях (деформационное уплотнение);
- что касается плотных газосодержащих песков, то чем выше содержание газа, тем слабее образец по причине разделения и расширения газа.

Влияние газа на прочность грунтов

S.D. Thomas провел серию одномерных испытаний на уплотнение на восстановленных

образцах устьевых илистых глин (комбвичский шлам), сделанных газосодержащими путем добавления метаносодержащих цеолитов. Результаты этих испытаний показали, что начальные приложения нагрузки в недренированных условиях вызвали незамедлительные изменения общего коэффициента пустотности и пустотности по газу. S.D. Thomas отметил (1987), что изменения в объеме газа связаны исключительно с изменениями общего напряжения и не изменяются дренажем воды во время уплотнения [214]. Он также подчеркнул, что поведение структуры почвы зависит от разницы напряжения в грунтах.

S.J. Wheeler пришел к выводу, что воздействие пузырьков газа на недренированную прочность на сдвиг было наиболее разрушительным при низких значениях рабочего напряжения (соответствующих небольшой глубине под морским дном) и высоких значениях общей нагрузки [215-217].

Зарубежный исследователь S. Pietruszczak реализовал программу опытов, состоящую из серии дренированных и недренированных испытаний на трёхосное сжатие на песке. В результате прочность грунтов уменьшилась до ~13% [205].

Было выявлено, что из-за своей тенденции к расширению плотные пески при сдвиге испытывают падение давления поровой воды, тогда как в условиях полного насыщения это приводит к высокой недренированной прочности, в газосодержащем песке это может вызвать расширение газа, таким образом ограничивая падение давления поровой воды, которое песок может поддерживать до образования пустот.

На основании испытаний на трёхосное сжатие, проведенных на плотном песке, распределение размерности частиц, типичных для песков Северного моря (т.е. D_{50} около 0,14 мм), G.C. Sills показал, что данное воздействие может быть значительным. Например, при испытании песков при давлениях, эквивалентных глубине воды в 40м, с S_{r0} до 0,99, недренированная прочность уменьшилась до ~60%, до похожей недренированной прочности, но полностью насыщенных плотных песков [188].

В результате анализа перечисленных выше фактов, а также исследований зарубежных авторов [188, 196-197, 204, 206, 208-210, 213-217], автором принято значение понижения прочности грунтов (в процентном отношении) в результате воздействия на него «опасного мелкохалегашающего газа» и которое будет использоваться далее в диссертации - 20% (данное значение является максимальным значением из диапазона от 10% до 20%). Данное значение имеет запас прочности, что приветствуется в проектировании таких ответственных сооружений, как МСП и СПБУ. Следует заметить, что сооружения МНГС – имеют 1 класс ответственности [264], что говорит о больших рисках при их эксплуатации. Поэтому занижение возможных снижений прочностных характеристик грунтов, которые являются основанием МНГС, повлияет на безопасность эксплуатации МСП и СПБУ, и, возможно приведет к

аварийным ситуациям. Как говорилось ранее, аварии на таких объектах способны привести к гибели людей и экологической катастрофе. Поэтому, согласно изложенному выше, автор считает обоснованным решением принимать значение понижения прочности грунтов – 20%. Что касается конкретных параметров грунтов, которые нужно снижать, то этот вопрос нужно рассматривать детально, а также проводить дополнительные исследования. На данном этапе автор считает, что нужно снижать прочностные такие параметры грунта, как:

- угол внутреннего трения (ϕ , град);
- сопротивление недренированному сдвигу (S_u , кПа)
- коэффициент сцепления (c , кПа)
- модуль неформации (E , МПа)

Конечно, снижение всех перечисленного выше списка прочностных параметров грунта не совсем корректно, но, на данной *стадии изученности, обоснованность* выбора этого списка является приемлемым. Следует заметить, что для проектировщиков принятие снижения всех этих четырех параметров грунта, а не меньше, будет расцениваться, как принятие с запасом.

При более детальном изучении такого опасного геологического явления, как снижение прочностных параметров грунта, из-за влияния на него «опасного мелкохалегашего газа», возможно, количество параметров грунта, которые понадобится снижать до 20%, возможно, сократиться.

Доказательство фактора о том, что воздушное нагнетание не может рассматриваться как единственный механизм выброса флюида

Свободный газ, частично насыщающий морские осадочные породы, имеет потенциальное негативное воздействие на физико-механические свойства грунта, в которых он залегает. Разрушающее воздействие газа может быть усилено давлением, при котором давление флюида (газа и воды) измеряется в пластовых условиях. Очень важно знать, находится или нет газодонная смесь в пластовых условиях под давлением, превышающим гидростатическое давление. Поэтому поровое давление в пластовых условиях, необходимое для того чтобы вызвать выброс в скважине, оценивается с помощью механизма воздушного нагнетания.

Воздушное нагнетание газа при гидростатическом давлении может быть в начале выброса газа в ходе бурения и других вмешательств. В основе воздушного нагнетания лежит эффект закачивания, достигающийся когда газ нагнетают (искусственно или естественно) в жидкость или жидко-твердую смесь. Источником воздушного нагнетания является не давление свободного газа, а низкая единица веса свободного газа, который порождает поток флюида вверх путем снижения давления толщи воды в скважине до уровня ниже гидростатического давления. Проблема воздушного нагнетания теоретически была изучена для нескольких методов (нагнетание в скважину агрессивных жидкостей и вязких жидкостей, бурение

скважины, добыча под морским дном и очистительные установки). Стандартный воздушный насос включает вертикальную трубу, состоящую из длины лифта и длины погружения.

Американский ученый D.J. Reinemann вместе с J.Y. Parlange и M.B. Timmons в 1990 г. в журнале «International Journal of Multiphase Flow» опубликовал научное исследование, в котором описано сравнение между теоретическими прогнозами и экспериментальными наблюдениями по влиянию диаметра труб на рост скорости газового потока при погружении в него вертикальных трубок (разного диаметра) [207].

Теоретически для трубы определенного диаметра, задающей скорость потока газа и относительную глубину погружения, скорость потока жидкости может определяться с использованием системы уравнений. Основные уравнения из исследования Reinemann D.J. [207] приведены в виде таблицы (в соответствии с таблицей 4.1.1). Итерационный метод необходим для определения неизвестных величин, которыми являются объемная скорость потока жидкости (Q_L) и объемная скорость потока газа (Q_G) (см. Рисунок 4.1.4) [89].

Рассмотрим на примере вышеперечисленных исследований Reinemann D.J. площадку м/р Им. В. Филановского северной части Каспийского моря и докажем, действительно ли *газ, находящийся под давлением, более вероятно является источником выброса газовой смеси при бурении ИГС (погружении буровой трубы в грунт)*.

Глубина под водой (Z_s) берется равной 7,4 м, а высота лифта (Z_L) равной 20 м (см. Рисунок 4.1.4). Диаметр трубы является важной информацией для такого вида расчета. За недостатком точной информации было проведено параметрическое исследование, где были подсчитаны величины Q_L в качестве функции Q_G для трех диаметров труб (5, 6 и 8 дюймов). Использование поршневого пробоотборника с внешним диаметром (OD) 102 мм предполагает, что внутренний диаметр (ID) буровой трубы должен быть близок к 5 дюймам.

Глубина под водой (Z_s) берется равной 7,4 м, а высота лифта (Z_L) равной 20 м (см. Рисунок 4.1.4). Диаметр трубы является важной информацией для такого вида расчета. За недостатком точной информации было проведено параметрическое исследование, где были подсчитаны величины Q_L в качестве функции Q_G для трех диаметров труб (5, 6 и 8 дюймов). Использование поршневого пробоотборника с внешним диаметром (OD) 102 мм предполагает, что внутренний диаметр (ID) буровой трубы должен быть близок к 5 дюймам.

Если принимать во внимание трубу самого маленького диаметра (5 дюймов), объемная скорость потока газа, по крайней мере, при $Q_G = 5.15 \text{ м}^3/\text{ч}$ рассчитывается для того, чтобы быть необходимой для порождения циркуляции, направленной вверх, при пластовом гидростатическом давлении (в соответствии с рисунком 4.1.5). Этот требуемый минимум Q_G для движения жидкости вверх кажется огромным, чтобы быть вызванным только силой притяжения у основания буровой трубы.

Обзор уравнений воздушного нагнетания (из Reinemann et al., 1990) [207]

$\varepsilon = \frac{Q'_G}{1.2(Q'_L + Q'_G) + V'_{TS}}$	Где ε – коэффициент пористости по газу, Q'_G – бесконечно малая величина объемного потока газа, Q'_L – бесконечно малая величина потока жидкости и V' – бесконечно малая величина скорости подъема пузырьков в спокойной жидкости.
$\alpha = (1 - \varepsilon) \left[1 + \frac{f}{2} (Q'_L + Q'_G)^2 \right]$	Где α – относительная глубина погружения, а f – коэффициент трения.
$Q'_L = \frac{Q_L}{A(gD)^{1/2}}$	Где Q_L – объемная скорость потока жидкости, A – площадь поперечного сечения трубы, D – диаметр трубы и g – ускорение, вызванное гравитацией.
$Q'_G = \frac{Q_G}{A(gD)^{1/2}}$	Где Q_G – объемная скорость потока газа.
$\alpha = \frac{Z_S}{Z_S + Z_L}$	Где Z_L высота лифта и Z_S – длина трубы, погруженной в воду
$V'_{TS} = 0.352(1 - 3.18.\Sigma - 14.77.\Sigma^2)$	Где Σ – число поверхностного натяжения
$f = \frac{0.316}{Re^{0.25}}$	Где Re – число Рейнольдса.
$Re = \frac{D(Q_L + Q_G)}{v.A}$	Где v – кинематическая вязкость жидкости.
$\Sigma = \frac{\sigma}{\rho.g.D^2}$	Где σ – поверхностное натяжение и ρ – вес единицы жидкости.

Более того, эквивалентный объем воды (т.е. 5.15 м³/ч) должен заместить объем газа для того, чтобы поддерживать гидростатическое давление в рассматриваемом слое.

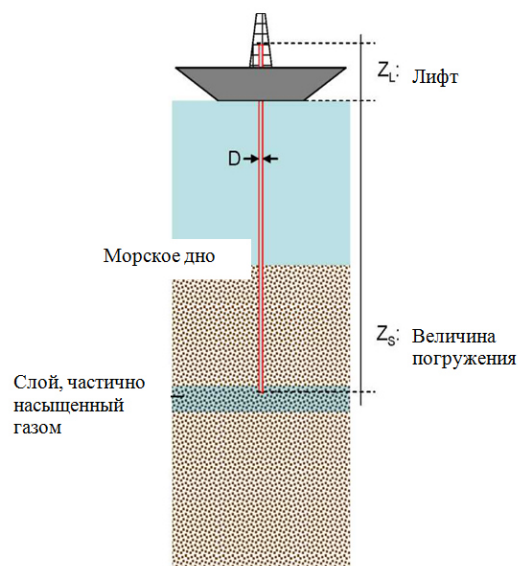


Рис. 4.1.4. Схематическое представление системы воздушного нагнетания

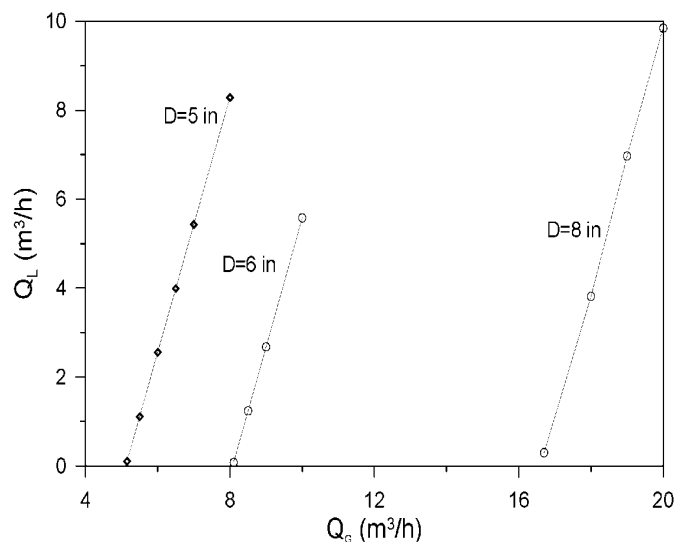


Рис.4.1.5. Объемная скорость оттока жидкости в сравнении с объемной скоростью потока газа у основания буровой трубы

Основываясь на данном исследовании, можно сделать вывод, что воздушное нагнетание не может рассматриваться как единственный механизм выброса газовой смеси. **Газоводяная смесь, находящаяся под давлением, более вероятно является источником такого рода выброса.** В дальнейшем уменьшение избыточного порового давления в пластовых условиях до гидростатического давления может вызвать образование важного дополнительного объема свободного газа вследствие уменьшения растворимости газа (разделение) и увеличения объема начального содержания свободного газа (расширение). К сожалению, на этой стадии невозможно посчитать количество избыточного порового давления в почве, и поэтому необходим внимательный подход относительно газовой поры, находящейся под давлением.

Следует также выяснить **происхождение газа**. Автор диссертации считает, что если происхождение наблюдаемого газа является биогенным, тогда образование любого дополнительного газа за период срока службы установок считается незначительным. Это происходит из-за низкого содержания органических веществ в почве.

Еще один важный фактор о действии «опасного» газа в грунтах – его **миграция**. Переслаивание пластов песка мелкого илистого и глины подразумевает мостки для потенциальной миграции мелкозалегающего газа в горизонтальных и вертикальных направлениях. Другими словами, изменения условий на участке платформ и окружающих территориях могут привести к миграции свободного газа в направлении или дальше от предлагаемых местоположений платформы.

Примеры измененных условий включают установки сваи и изменение температуры почвы в результате процессов извлечения углеводородов из коллектора.

Автор диссертации предлагает подход к сокращению вертикального эффективного

напряжения в сваях на 20%. Это сокращение относится к гидростатическому поровому давлению. Сценарий базируется на наблюдениях, измерениях, мониторинге и контроле (в случае необходимости) значений порового давления в пластовых условиях до общего сокращения в 20% от вертикального эффективного напряжения. Это подразумевает следующее:

- проведение изучения участка перед установкой платформы с целью измерения профилей порового давления и степени газонасыщенности;
- установку пьезометров для отслеживания изменений со временем значений порового давления;
- строительство неглубоких разгрузочных скважин;
- строительство глубоких разгрузочных скважин (если это необходимо)

Автор диссертации предлагает придерживаться следующими правилами и рекомендациями:

- создать противоаварийный план, включая план эвакуации команды платформы и персонала, проводить специальные тренинги и ежедневные инструктажи, постоянно измерять концентрацию газа на палубе платформы;
- при установке свай или направляющих использовать визуальное (видеонаблюдение) наблюдение для обнаружения выхода газа на поверхность на уровне морского дна и наблюдать за развитием ситуации.
- возможные скопления газа в оголовках свай, обусловленные просачиванием газа внутрь свай. Бурение скважин сквозь наполненные газом образования – это крайне опасная операция. Эффективное цементирование (а также герметичное изолирование свай со свайной направляющей в корпусе платформы) крайне важно, так как утечки через кольцевое пространство для цементного раствора может вызвать передвижение сжатого газа из более глубоких слоев почвы в верхние слои, и он может занять слои, сложенные песком и илом. Газ заполнит песчаные слои и изменит режим порового давления. При неблагоприятных обстоятельствах вдоль свай платформы могут образовываться газовые языки, также возможны гидроразрывы слоев, сложенных глинами. Ожидается отрицательное воздействие на прочность почвы на сдвиг и на несущую способность свай;
- горячие жидкости в добывающих скважинах могут вызвать повышение температуры окружающей почвы, достаточной для разделения газа. Автор диссертации считает, что нужно провести специальные исследования для оценки важности этого феномена в условиях площадок установок платформ на шельфе и условиях добычи.

Один из **главных выводов** заключается в том, что самое разрушительное воздействие газа на морскую почву отмечается при разгрузке, так как она вызывает разделение и расширение газа.

Автор диссертации считает, что при установке нефтяных платформ и дальнейшей их безопасной эксплуатации должны быть установлены разгрузочные скважины, которые располагались бы вблизи или внутри каждого свайного узла. Их основной функцией станет дренирование свободного газа или избыточного порового давления в верхних пластах песка. Верхние слои песка в значительной степени воздействуют на основание платформы. При таких глубинах эффективные напряжения невелики. Небольшие избыточные поровые давления могут значительно сократить эффективные напряжения, вызывая, таким образом, сильное падение прочностей на сдвиг и модули деформации. Любое значительное сокращение жесткости этих слоев вызывает увеличенное горизонтальное смещение, которое может быть несовместимо с критериями проектирования, ограничивающими горизонтальные смещения свай (например, до 100 мм) (горизонтально или вертикально) на морском дне, и привести к аварии на нефтяных платформах.

А также, опираясь на исследования, изложенные выше и анализа материалов из фондовой литературы [224 – 246], автор **рекомендует**:

- башмаки (уширенные пяты свай) не должны использоваться из-за негативного перепада давления в грунтах при забивке свай;
- изменения в толщине сваи изнутри могут считаться допустимыми, только если толщина стенки увеличивается от острия до оголовка (а уменьшения на внешних стенках свай создают благоприятные условия для образования газовых опасностей для нефтяных платформ);
- проводить изучения участка перед установкой платформы с целью измерения порового давления и степени газонасыщенности;
- установку пьезометров для отслеживания изменений со временем значений порового давления;
- осуществлять периодические исследования (при помощи водолазов и удаленно управляемых устройств) для определения аномалий любого рода на дне рядом со сваями (образование кратеров).

А также автором диссертации было выявлено, что:

- значение снижения физико-механических параметров грунта из-за присутствия в них *мелкозалегающего свободного газа для объектов МНГС Каспийского моря установить - до 20 %.*

4.2. Влияние внешних динамических воздействий и «опасного газа» на результаты расчетов несущей способности свайного фундамента нефтяных платформ и оценки заглубления опорных колонн СПБУ

Актуальное на сегодняшнее время (2012 – 2020 гг.) месторождений российского

нефтегазоносного сектора Каспийского моря – м/р Им. В.Филановского и Сарматское м/р. Так как проектируются в первую очередь платформы на м/р Им. В.Филановского, автор исследований эту площадку и принял для изучения.

На участке м/р Им. В.Филановского во время инженерно-геологической разведки площадки 2009 года были обнаружены залежи мелкозалегающего газа, поэтому еще до начала запланированных работ потребовалась корректировка местоположений платформ и, соответственно, других сооружений, что определило необходимость в производстве геофизических и гидрографических работ на новой площадке с целью выбора участка, безопасного для строительства.

Геологическими морскими исследованиями установлено широкое распространение в грунтовом массиве *скоплений мелкозалегающего свободного газа*, опасного для буровых установок и гидротехнических сооружений, осложняющих бурение нефтегазопоисковых скважин и добычу нефти и газа.

Скопления мелкозалегающего газа относятся к метановым и метанэтановым типам и проявляются на разных уровнях донного массива Каспийского моря, местами практически от дна моря. Выделение и оконтуривание газовых аномальных скоплений мелкозалегающего газа производится на основе результатов сейсморазведочных работ.

На рисунке 4.2.1 показан фонтанирующий выброс водяной пульпы с метаном из обсадной колонны после отбора грунта на одноим из месторождений Каспийского моря.

Скопления мелкозалегающего газа относятся к метановым и метанэтановым типам и проявляются на разных уровнях донного массива Каспийского моря, местами практически от дна моря. Выделение и оконтуривание газовых аномальных скоплений мелкозалегающего газа производится на основе результатов сейсморазведочных работ.

В таблице 4.2.1 представлены результаты исследований проявлений свободного газа при бурении для постановки четырех платформ (центры площадок их постановок расположены на расстояниях друг от друга приблизительно 50-80 м.) (ПЖМ1 (№1), ЛСП1 (№2), ЦТП (№3), РБ (№4)).



Рис. 4.2.1. Выброс водяной пульпы с метаном из обсадной колонны после отбора грунта на одном из месторождений Каспийского моря

Таблица 4.2.1

**Доказательства присутствия газа из данных полевых работ
(отбора образцов грунта из скважин)**

Платформа	Глубинный интервал [м от дна моря]	Грунты	Наблюдение
№1	78 – 87	прослой песка и глины	Два последовательных выброса воды и газа до высоты 1.5 - 3.0 м над бурильной трубой на 1-2 минуты каждый. Выбросы происходили после извлечения проб.
№2	73 – 78	прослой песка и глины	Выброс воды и метанового газа до высоты 2-4 м над бурильной трубой на 2 часа. Выброс произошел после извлечения проб.
	73– 75		Выброс воды и метана до высоты 10 м над бурильной трубой на 3 часа. Выброс произошел после извлечения проб.
	75 – 76		Выброс воды и метанового газа до высоты 1 м над бурильной трубой на 1 минуту. Выброс произошел после извлечения проб.
№3	72 – 75	прослой песка и глины	Два последовательных выброса воды и газа до высоты 0,5 - 4 м над бурильной трубой на 1.5-2 минуты каждый. Выбросы происходили после извлечения проб.
№4	59 – 62	песок с прослоями ила	Содержание метана в воздухе достигалось моментально 100%. Выброс произошел после отбора образцов, промывки и спуска обсадной трубы
	69 – 70	песок с прослоями ила	Содержание метана в воздухе достигалось моментально 100%. Выброс произошел после отбора образцов, промывки и спуска обсадной трубы

Верхние слои песка в значительной степени воздействуют на платформу. При таких глубинах эффективные напряжения невелики. Небольшие избыточные поровые давления могут значительно сократить эффективные напряжения, вызывая таким образом сильное падение прочностей на сдвиг и модули деформации. Любое значительное сокращение жесткости этих слоев вызывает увеличенное горизонтальное смещение, которое может быть несовместимо с критериями проектирования, ограничивающими горизонтальные смещения свай до 100 мм (горизонтально или вертикально) на морском дне. Также серьезное воздействие может оказываться на собственный период колебаний платформы и на общую реакцию платформы на динамическую нагрузку.

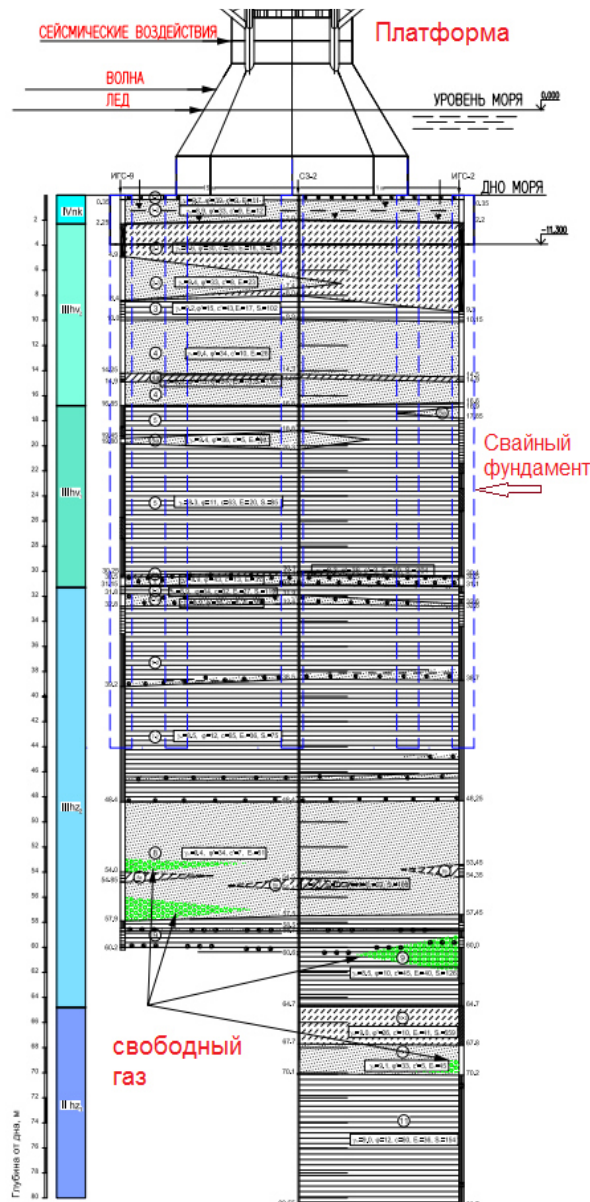
На основании всех имеющихся данных производится комплексная оценка и сопоставление газово-акустических аномалий и инженерно-геологических опасностей разных уровней, выявленных разными методами при производстве изысканий в пределах одной площадки.

Автор диссертации предлагает более остро затронуть проблему обнаружения геологических опасностей при постановке нефтяных платформ на площадки обустройства месторождений, так как недостаточная изученность может привести к аварийным ситуациям уже при эксплуатации платформ.

Получение и анализ величин осадок свайного основания нефтяных платформ (МСП) и пенетрации опорных колонн СПБУ без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

В расчетных геотехнических программных комплексах моделировались грунтовые условия площадок (снижались физико-механические параметры грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок»), а также моделировалось гидротехническое сооружение (в данном случае – СПБУ) и прикладывались внешние нагрузки (ветровые, волновые, сейсмические). Результатом данного исследования являлось получение и анализ величина пенетрации без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения.

Расчетные схемы платформы и СПБУ представлены на рисунках 4.2.2 и 4.2.3.



Расчетные параметры динамической прочности несвязных и слабосвязных грунтов основания

ПГЭ	Сейсмические воздействия	Волновые воздействия	Ледовые воздействия
Супесь текучая и пластичная и песок пылеватый, глинистый ПГЭ-2-1, ПГЭ-2-3	$tg\varphi_d = 0,85$ $tg\varphi$	$tg\varphi_d = 0,80$ $tg\varphi$	$tg\varphi_d = 0,95$ $tg\varphi$
Песок пылеватый – ПГЭ-4	$tg\varphi_d = 0,80$ $tg\varphi$	$tg\varphi_d = 0,75$ $tg\varphi$	$tg\varphi_d = 1,00$ $tg\varphi$

Расчетные параметры динамической прочности связных грунтов основания

ПГЭ	Сейсмические воздействия	Волновые воздействия	Ледовые воздействия
Глина полутвердая известковистая ПГЭ-3	$\frac{S_u^0}{S_u} = 1,10$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,90$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 1,00$
Глина мягко- и тугопластичная ПГЭ-5	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,90$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,85$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,95$

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

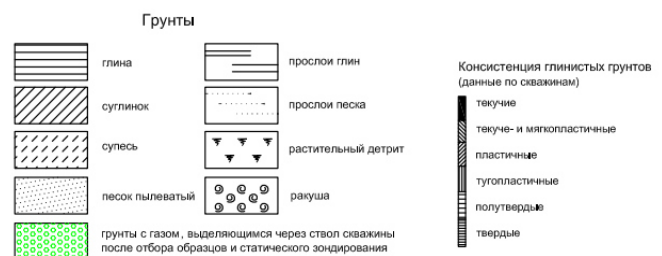
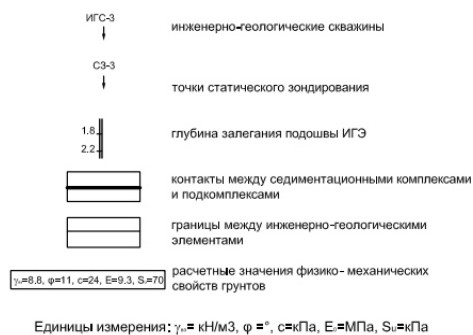
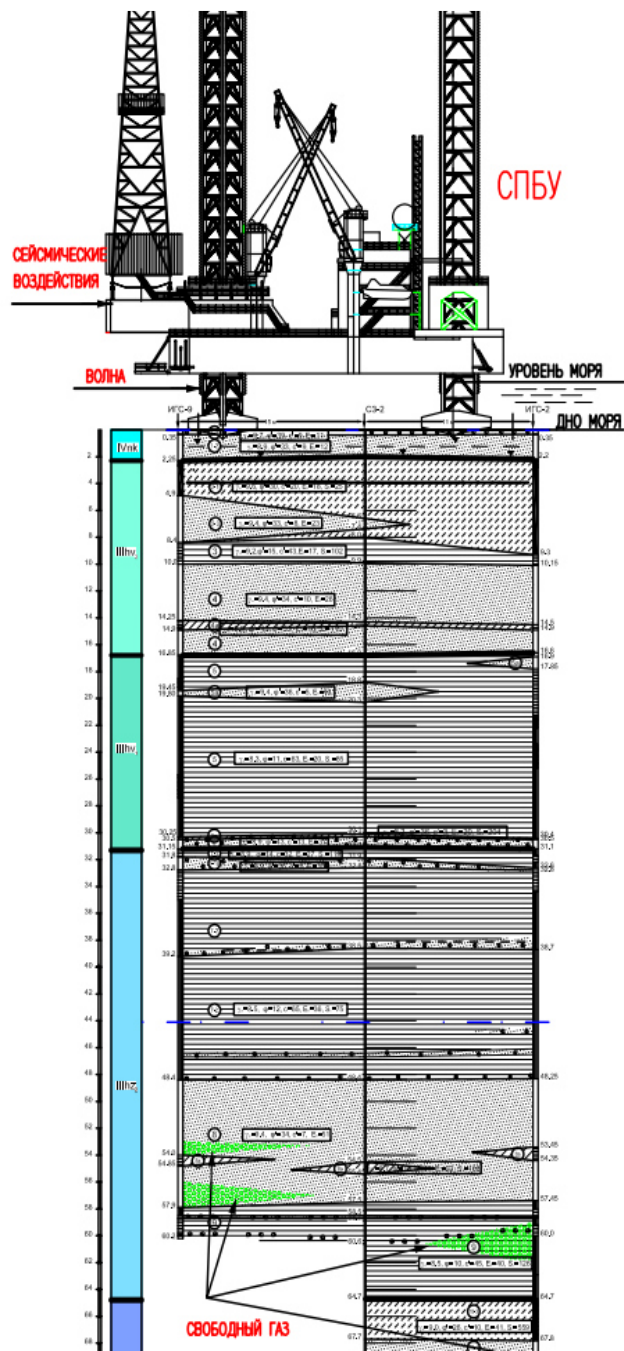


Рис. 4.2.2. Расчетная схема платформы



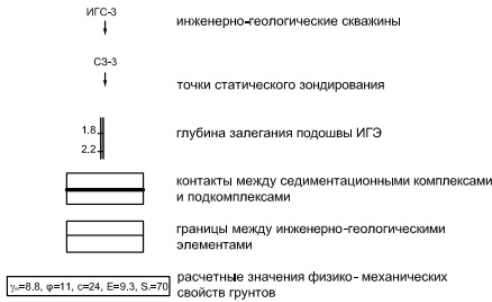
Расчетные параметры динамической прочности несвязных и слабосвязных грунтов основания

ПГЭ	Сейсмические воздействия	Волновые воздействия	Ледовые воздействия
Супесь текучая и пластичная и песок пылеватый, глинистый ПГЭ-2-1, ПГЭ-2-3	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 0,85$	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 0,80$	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 0,95$
Песок пылеватый – ПГЭ-4	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 0,80$	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 0,75$	$\frac{tg\varphi_d}{tg\varphi} = 1,00$

Расчетные параметры динамической прочности связных грунтов основания

ПГЭ	Сейсмические воздействия	Волновые воздействия	Ледовые воздействия
Глина полутвердая известковистая ПГЭ-3	$\frac{S_u^0}{S_u} = 1,10$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,90$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 1,00$
Глина мягко- и тугопластичная ПГЭ-5	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,90$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,85$	$\frac{S_u^0}{S_u} = 0,95$

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Единицы измерения: γ_s – кН/м³, φ – °, c – кПа, E – МПа, S_u – кПа



Рис. 4.2.3. Расчетная схема СПБУ

Получение и анализ пенетрации опорных колонн СПБУ без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

В данном исследовании при моделировании в программных комплексах взаимодействия грунтов с СПБУ, к последним прикладывались внешние нагрузки – ветровые, волновые, сейсмические, и получали результаты осадок опорных колонн СПБУ. Результатом данного исследования являлось получение и анализ величин осадок опорных колонн СПБУ без снижений физико-механических свойств грунтов и *после* снижения.

Схема исследуемых **автором диссертации** площадок размещения СПБУ на шельфе Каспийского моря представлена на рисунке 4.2.4.

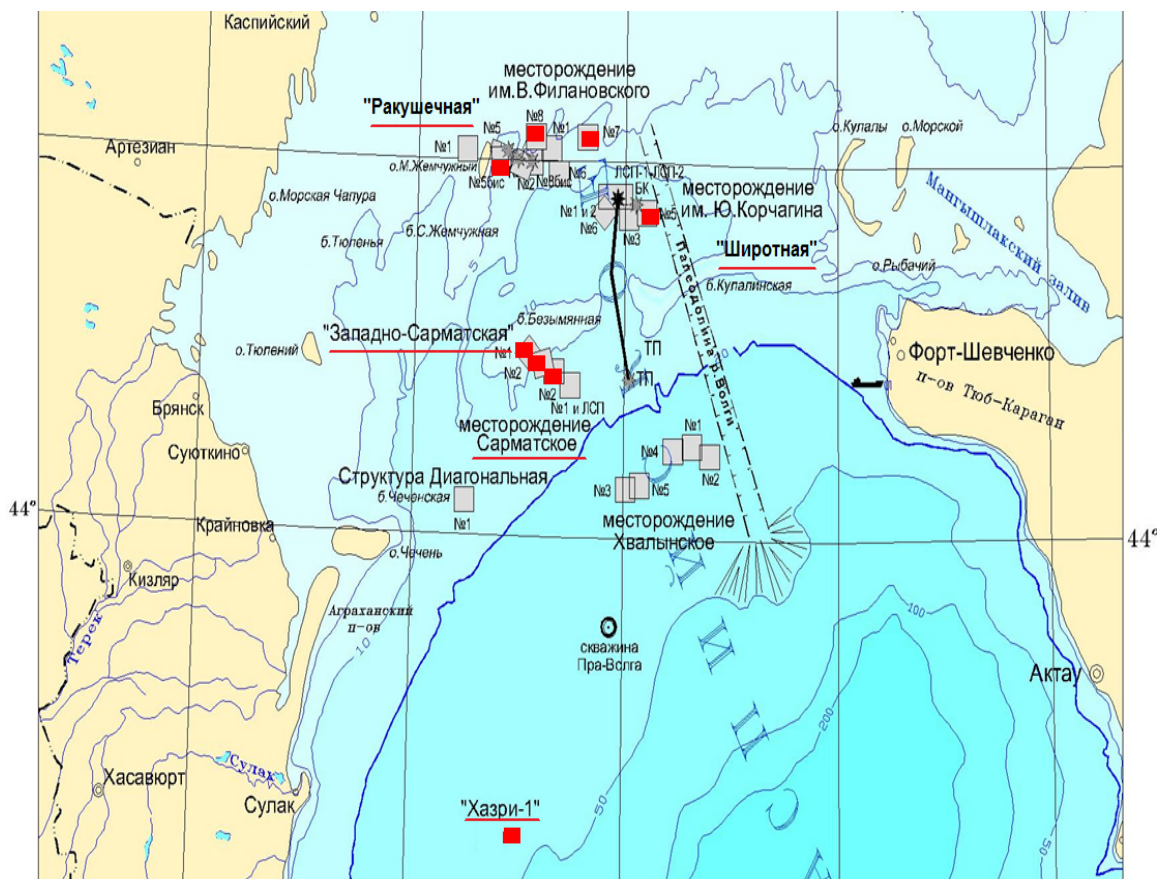


Рис. 4.2.4. Схема исследуемых площадок размещения СПБУ на шельфе Каспийского моря (обозначены красным цветом)

Примечание:

Красным цветом обозначено расположение на карте исследуемых площадок СПБУ

На рисунках 4.2.5 и 4.2.6 представлены соответственно общий вид СПБУ «Астра» и СПБУ «Нептун».



Рис. 4.2.5. Общий вид СПБУ «Астра»



Рис. 4.2.6. Общий вид СПБУ «Нептун»

На рисунке 4.2.7 представлены изополя максимальных вертикальных деформаций грунтового основания под опорной колонной СПБУ - без снижения физико-механических свойств грунтов на структуре Западно-Сарматская структура (площадка №1).

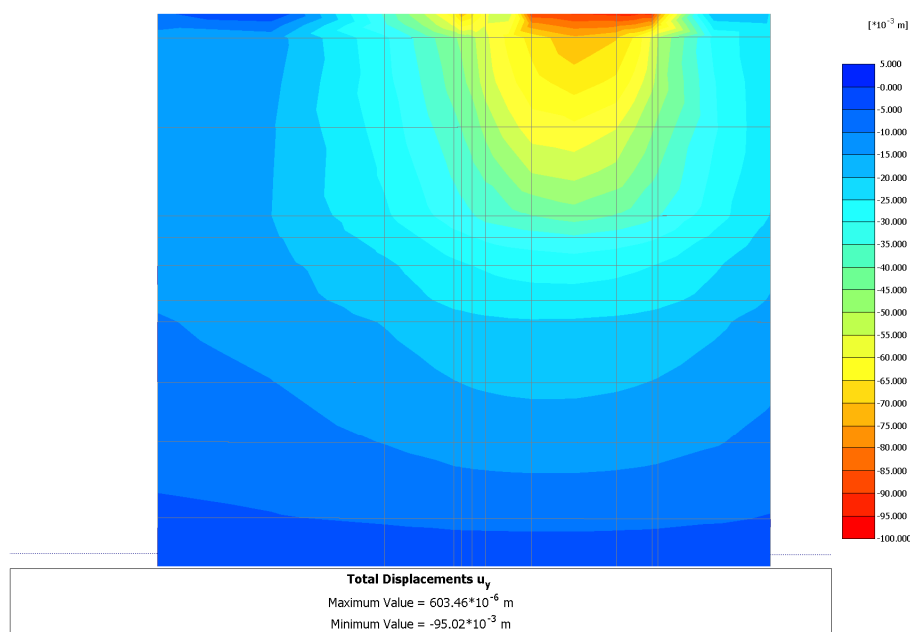


Рис. 4.2.7. Изополя максимальных вертикальных деформаций грунтового основания под опорной колонной (без снижения физико-механических свойств грунтов (СПБУ)) (Западно-Сарматская структура (площадка №1))

Примечание:

- Глубина вдавливания опорной колонны 95 мм (с учетом высоты конической пяты башмака, равной 1880 мм, итоговая глубина вдавливания – 1975 мм).

Как видно из рисунка 4.2.7 – значение итоговой глубины вдавливания опорной колонны (максимальная вертикальная деформация грунтового основания) без учета снижения физико-механических свойств грунтов было получено равное 1975 мм, что отражено в таблице 4.2.3. значение итоговой глубины вдавливания опорной колонны с учетом снижения физико-механических свойств грунтов было получено равное 2400 мм. Разница глубин вдавливания опорных колонн до разжижения грунтов и после для данной площади составило 21 %.

Аналогично были проведены расчеты и исследования для следующих месторождений и структур:

Западно-Сарматская структура (площадка №2); м/р Сарматское (площадка №2); структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №5-бис); структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №7); структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №8); структура «Широтная» (м/р Им. Ю.Корчагина) (площадка №5); структура «Хазри» (площадка №1).

Результаты исследований по снижению физико-механических свойств грунтов под СПБУ приведены в сводной таблице 4.2.2.

Результаты исследования по снижению физико-механических свойств грунтов (СПБУ)

Площадка постановки СПБУ	Глубина моря (относительно уровня -28 м БС), м	Величина пенетрации опорных ног СПБУ <u>без</u> снижений физико-механических свойств грунта, м	Величина пенетрации опорных ног СПБУ <u>после</u> снижений физико-механических свойств грунта, м	Допускаемая величина пенетрации, м	Разница пенетрации, %
Северная часть Каспийского моря (СПБУ «Астра»)					
Западно-Сарматская структура (площадка №1)	10	1,9	2,4	7	21
Западно-Сарматская структура (площадка №2)	11	2,0	2,6	7	23
м/р Сарматское (площадка №2)	13	2,0	2,4	7	17
Структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №5-бис)	6	2,3	2,8	7	18
Структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №7)	7	2,6	3,1	7	16
Структура «Ракушечная» (м/р Им.В.Филановского) (площадка №8)	5	2,2	2,6	7	15
Структура «Широтная» (м/р Им. Ю.Корчагина) (площадка №5)	12	2,9	3,5	7	17
Центральная часть Каспийского моря (СПБУ «Нептун»)					
Структура «Хазри» (площадка №1)	45	7,2	8,7	9	17

Получение и анализ величин осадок свайного основания нефтяных платформ (МСП) без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

В данном исследовании в программных комплексах, при моделировании взаимодействия грунтов с нефтяными платформами, к последним прикладывались внешние нагрузки – ветровые, волновые, сейсмические, ледовые, и получали результаты осадок свайного основания платформ. Результатом данного исследования являлось получение и анализ величин осадок свайного основания нефтяных платформ *без* снижений физико-механических свойств грунтов и *после* снижения.

Схема исследуемых автором диссертации площадок размещения нефтяных платформ на шельфе Каспийского моря представлена на рисунке 4.2.8.

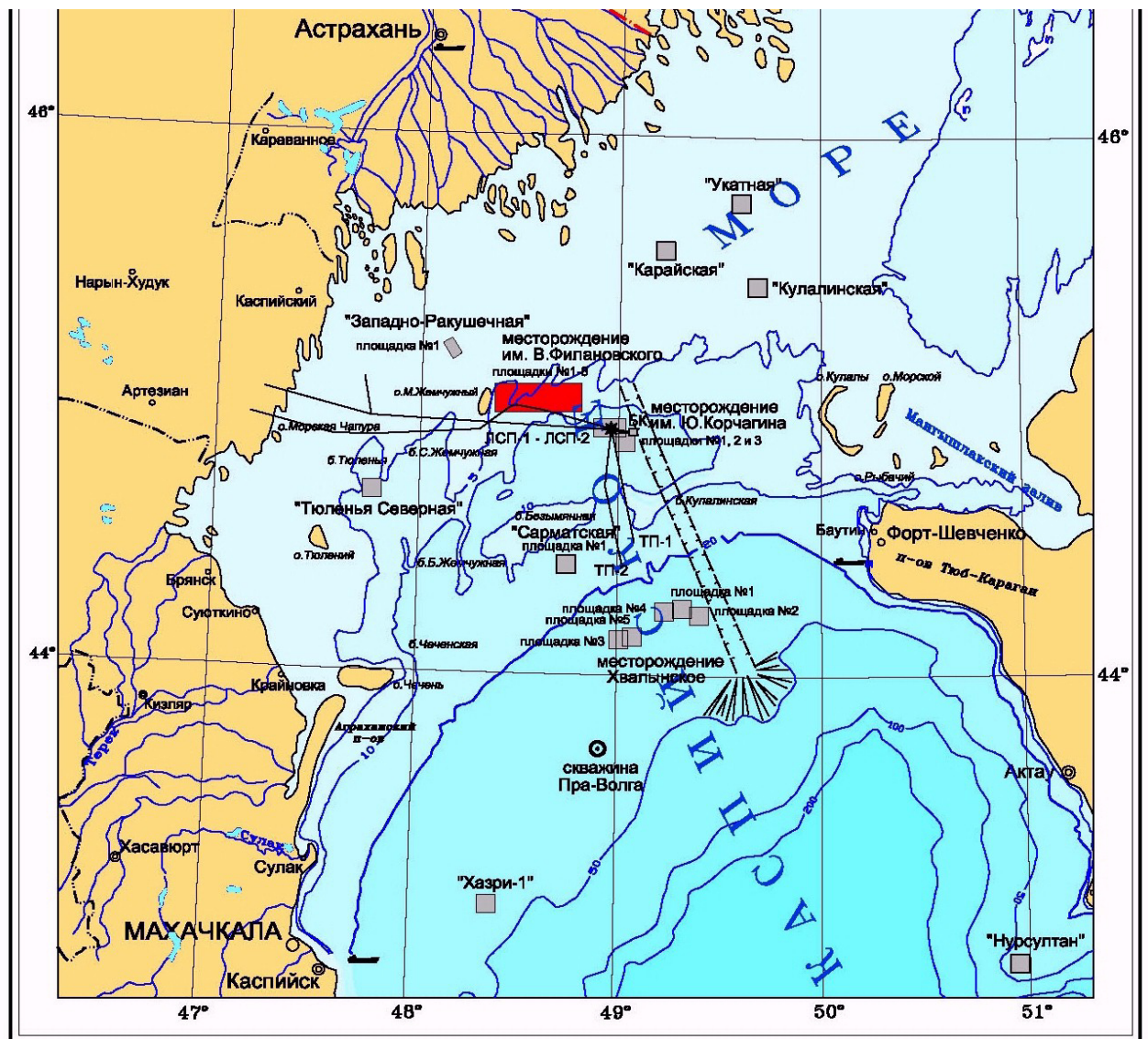
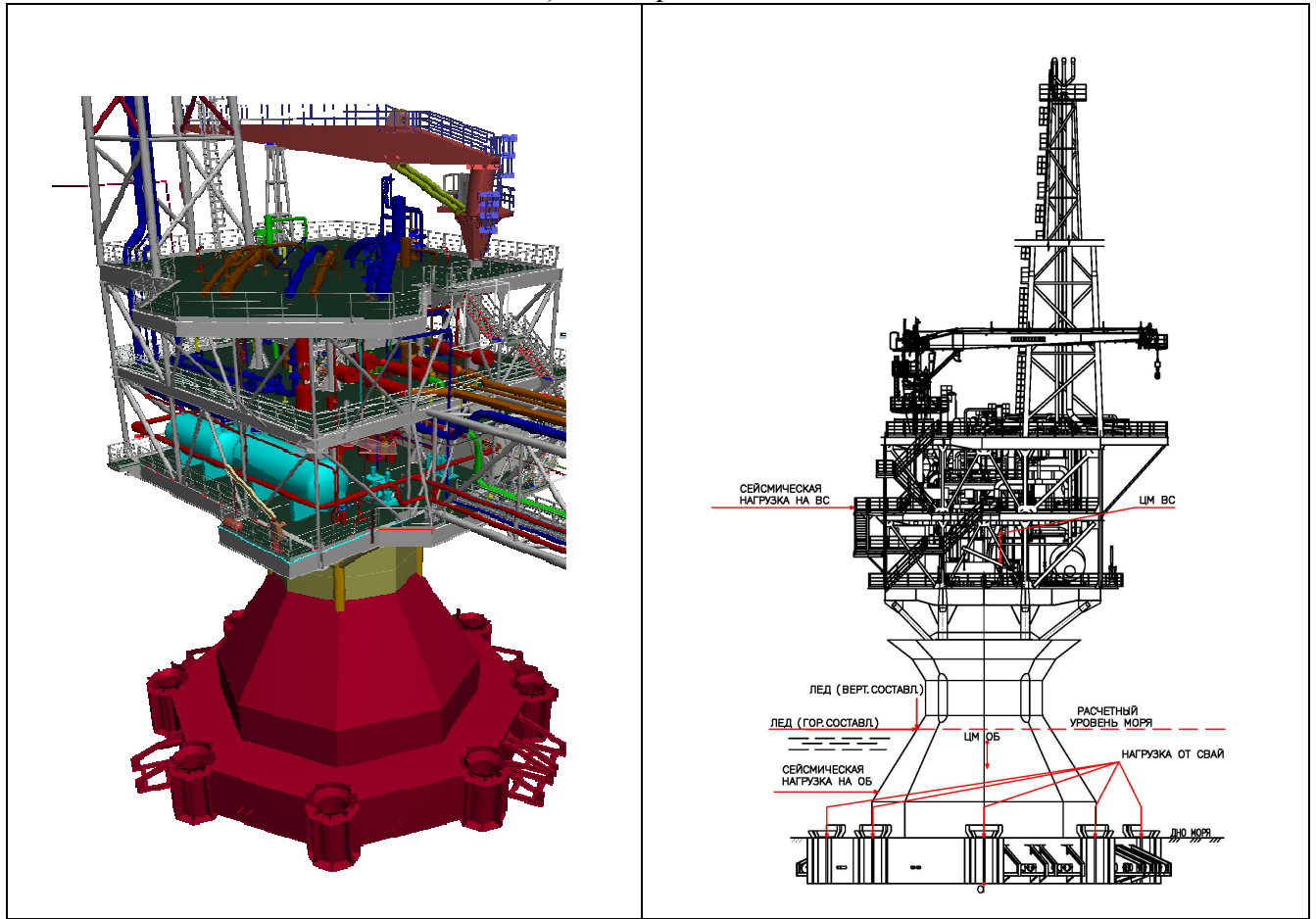


Рис. 4.2.8. Схема исследуемой площадки размещения нефтяных платформ (МСП) на шельфе Каспийского моря (обозначена красным цветом)

Трехмерный вид (3D-модель) платформ и внешние воздействия на платформы (Райзерный блок (РБ), Блок-кондуктор (БК) и Центральная Технологическая платформа (ЦТП)) представлены на рисунках 4.2.9 и 4.2.10.

а) «Райзерный Блок»



б) «Блок-кондуктор»

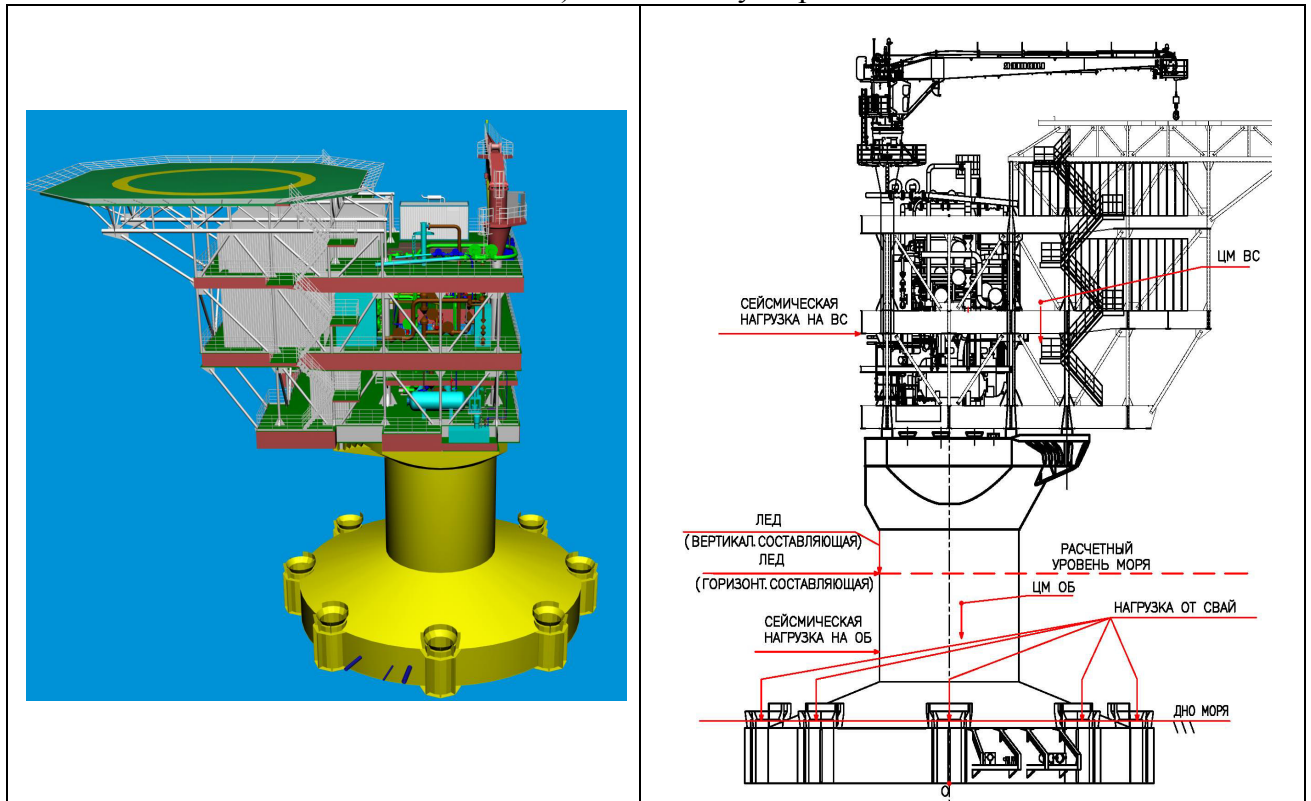


Рис. 4.2.9. Трехмерный вид (3D-модель) платформ (МСП) и внешние воздействия на платформы

Примечание:

а) «Райзерный блок» (РБ); б) «Блок-кондуктор» (БК)

Центральная Технологическая платформа

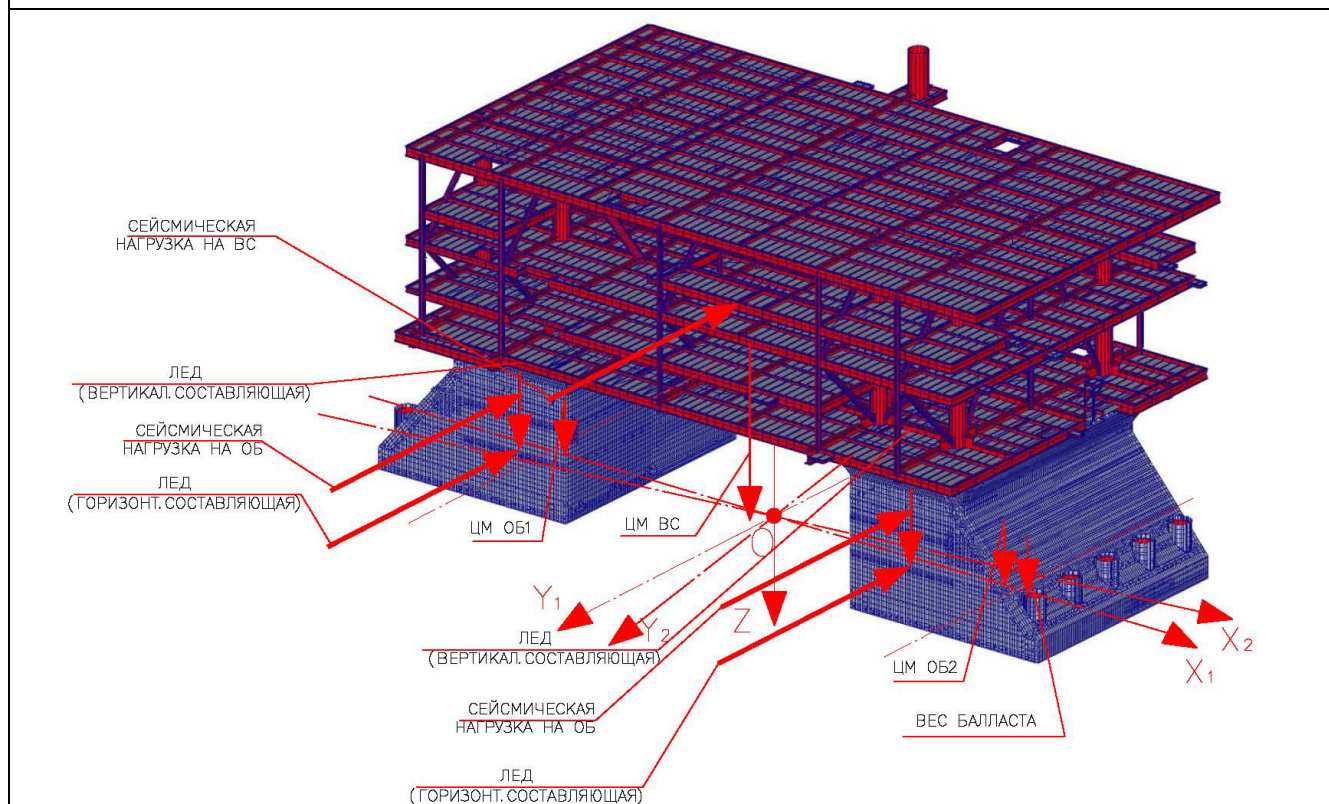


Рис. 4.2.10. Трехмерный вид (3D-модель) платформы (МСП) и внешние воздействия на платформу (Центральная Технологическая платформа (ЦТП))

Результаты значений осадки свайного основания нефтяных платформ РБ, БК и ЦТП без снижений физико-механических свойств грунтов, и после снижения, показаны на рисунках 4.2.11, 4.2.12 и 4.2.13.

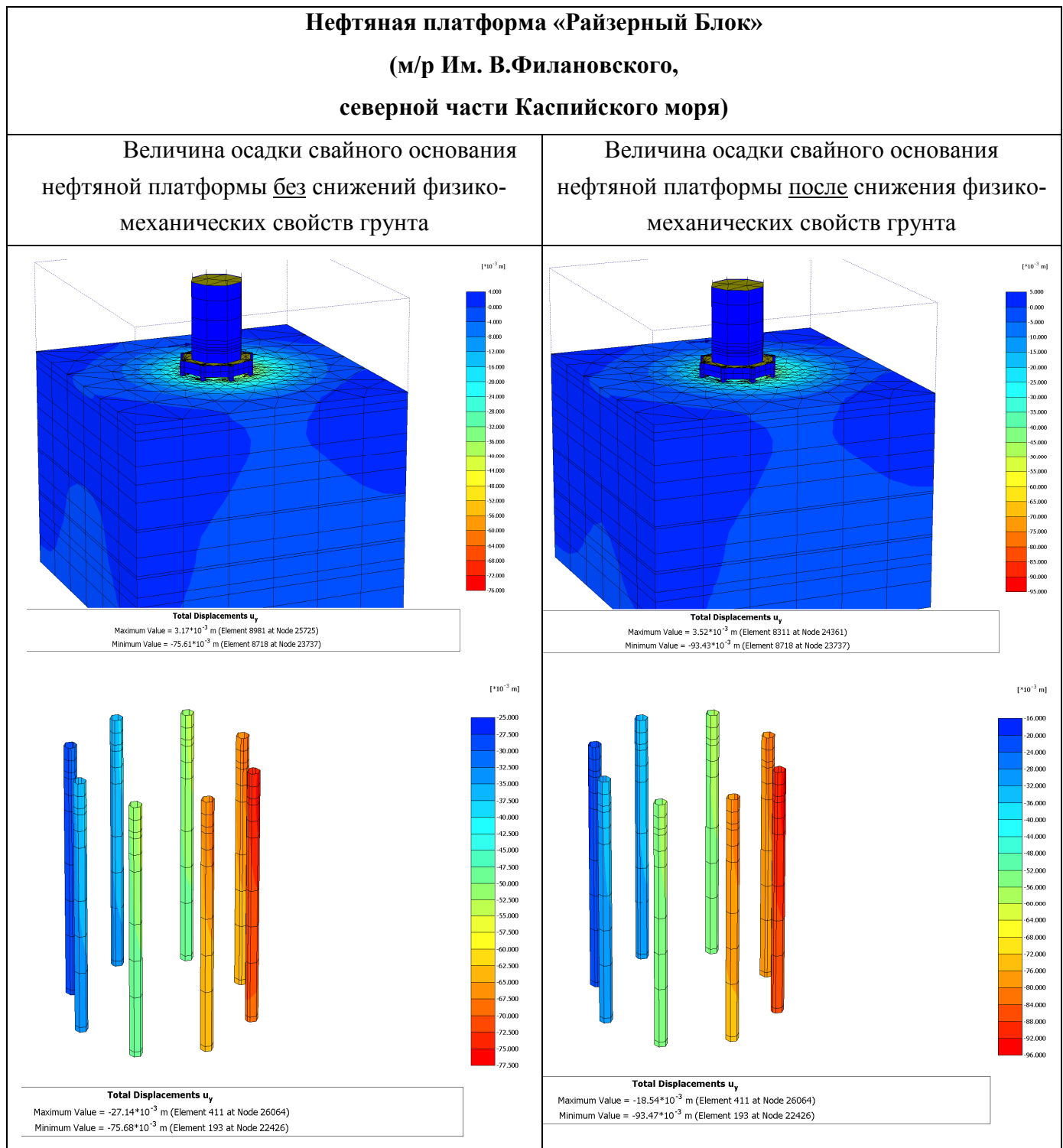


Рис. 4.2.11. Результаты значений осадки свайного основания нефтяной платформы «Райзерный Блок» без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

Из рисунка 4.2.11 видно, что величина осадки свайного основания нефтяной платформы без снижений физико-механических свойств грунта составляет 76 мм, а после снижения – 94 мм.

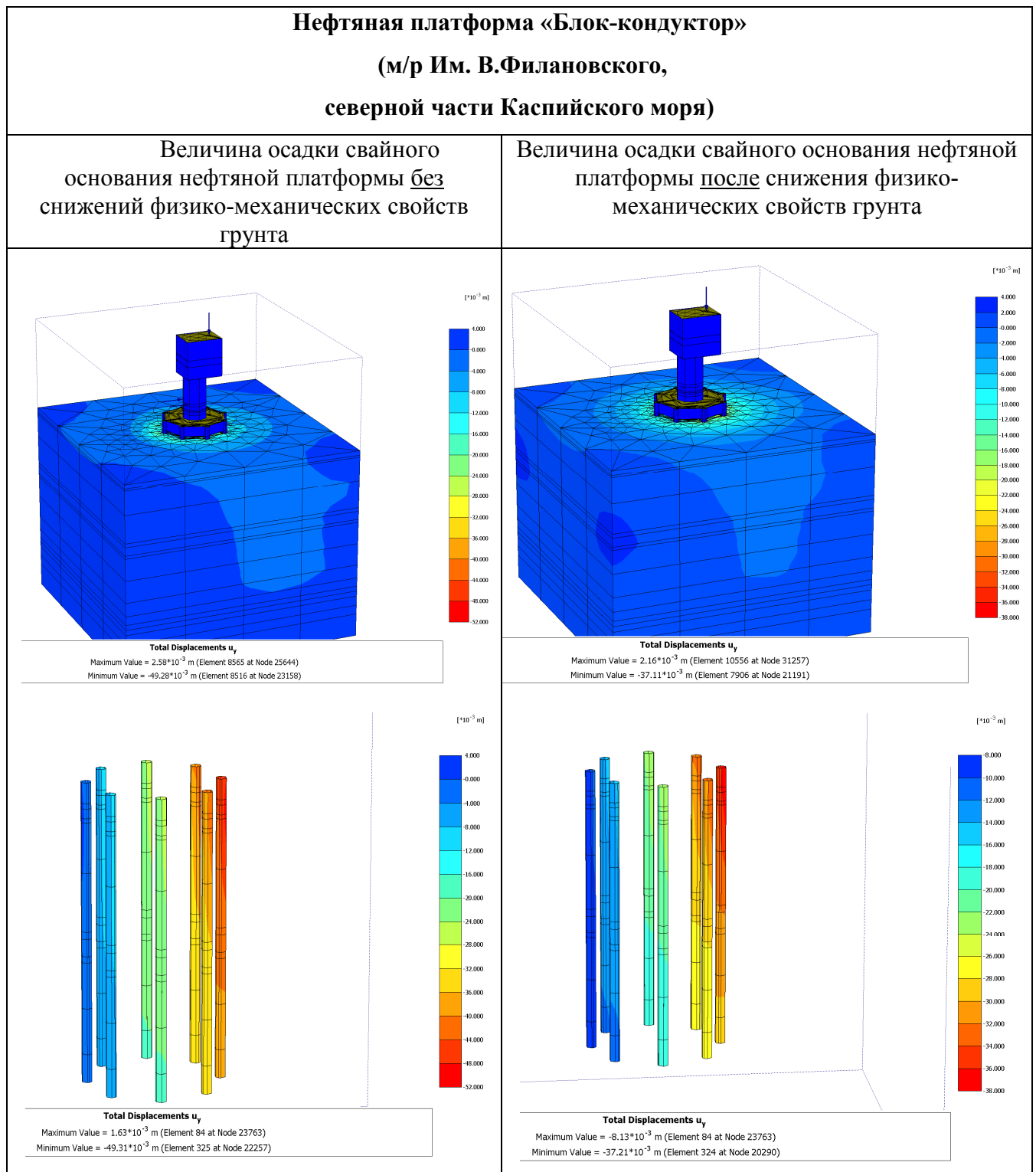


Рис. 4.2.12. Результаты значений осадки свайного основания нефтяной платформы «Блок-кондуктор» без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

Из рисунка 4.2.12 видно, что величина осадки свайного основания нефтяной платформы без снижений физико-механических свойств грунта составляет 38 мм, а после снижения – 50 мм.

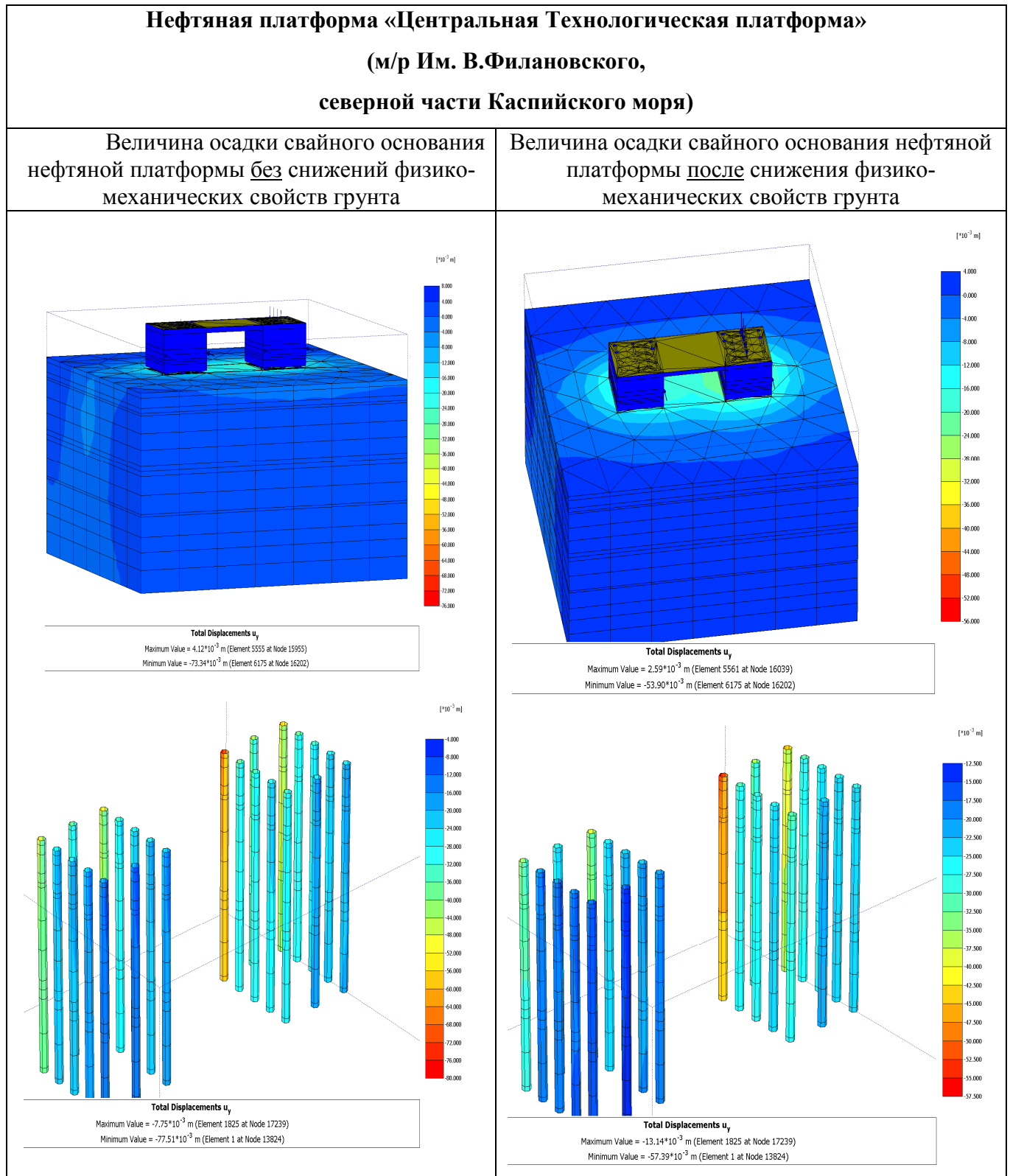


Рис. 4.2.13. Результаты значений осадки свайного основания нефтяной платформы ЦТП без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения

Из рисунка 4.2.13 видно, что величина осадки свайного основания нефтяной платформы без снижений физико-механических свойств грунта составляет 58 мм, а после снижения – 78 мм.

Результаты исследований по снижению физико-механических свойств грунтов под

нефтяными платформами приведены в сводной таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3

**Результаты исследования по снижению физико-механических свойств грунтов
(нефтяных платформ (МСП))**

Площадка постановки нефтяной платформы	Глубина моря (относитель но уровня -28 м БС), м	Величина осадки свайного основания нефтяной платформы без снижений физико- механических свойств грунта, мм	Величина осадки свайного основания нефтяной платформы <u>после</u> снижений физико-механических свойств грунта, мм	Допускаемая величина осадки свайного основания нефтяной платформы, мм	Разница осадки свайного основания нефтяной платформы, %
«Райзерный блок» (м/р Им.В.Филановского)	7,4	76	94	100	19
«Блок-кондуктор» (м/р Им.В.Филановского)	6,9	38	50	100	24
«Центральная технологическая платформа» (м/р Им.В.Филановского)	7,2	58	78	100	25

Из таблицы видно, что разница осадки свайного основания нефтяной платформы «Райзерный Блок» (в процентном отношении) до и после снижения физико-механических параметров грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок» составляет 19 %, что существенно влияет на принятие разных проектных решений. Например, так как величина осадки свайного основания нефтяной платформы (94 мм) после снижений физико-механических свойств грунта стала уже близка к допускаемой величине осадки свайного основания (согласно техническому заданию по проектированию платформ она должна составлять 100 мм), то нужно:

- либо изменить тип компенсаторов трубопроводов (в тех местах, где они подключаются к опорной части нефтяной платформы), которые компенсируют смещения трубопроводов более 100 мм;

- либо изменять параметры свайного фундамента (увеличивать диаметр свай, либо ее длину или толщину ее стенки) для получения в расчетах максимальных осадок хотя бы не более 90 мм, чтобы избежать рисков при эксплуатации платформ.

На рисунке 4.2.14 представлены обобщенные результаты исследований по снижению физико-механических свойств грунтов (нефтяных платформ и СПБУ).



Рис. 4.2.14. Результаты исследования по снижению физико-механических свойств грунтов (под нефтяными платформами (МСП) и СПБУ)

Из рисунка 4.2.14 видно, что разница пенетраций (глубин вдавливания) колонн СПБУ и разница осадки свайного основания нефтяных платформ после снижению физико-механических свойств грунтов варьируется от 15 до 25 %. Следовательно, снижение физико-механических свойств грунтов почти одинаково влияют как на СПБУ, так и на нефтяные платформы.

Учет результатов исследований в методике расчетов несущей способности свайных фундаментов

Далее представлена методика расчета свайного фундамента платформ с учетом понижения несущей способности опорных оснований (снижались физико-механические параметры грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок»).

Несущая способность F_d , кН висячей забивной сваи, погружаемой без выемки грунта, работающей на сжимающую нагрузку, определяется согласно СП 24.13330.2011 (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85) [256].

Одиночная свая в составе фундамента и вне его по несущей способности грунта основания рассчитывается исходя из условия:

$$N \leq \frac{F_d}{\gamma_k} \quad (4.2.1)$$

где N - расчетная вертикальная нагрузка, передаваемая на сваю;

F_d - расчетная несущая способность грунта основания одиночной сваи;

γ_k - коэффициент надежности.

$$F_d = \gamma_c \cdot (\gamma_{cR} \cdot R \cdot A + u \cdot \sum \gamma_{cf} \cdot f_i \cdot h_i) \quad (4.2.2)$$

Далее, предлагается согласно данным из таблиц 4 и 5 для расчетов несущей способности грунтов до глубины 30 метров применять понижающий коэффициент в 25% (что, конечно же, очень консервативно, но в то же время учитывает результаты исследований на стадии концепции проектирования фундамента платформ):

$$F_d = 0.75 \cdot \gamma_c \cdot (\gamma_{cR} \cdot R \cdot A + u \cdot \sum \gamma_{cf} \cdot f_i \cdot h_i) \quad (4.2.3)$$

Использование метод инженерно-геологических аналогий

Так как геологические условия нефтегазовых месторождений являются весьма разнообразными, геологическая аналогия может быть полной или частичной. При полной аналогии идентичность геологических условий в пределах опорного аналога и разведочного участка должна быть установлена для всех основных перечисленных выше факторов в данных природных условиях: при частичной аналогии допускается идентичность только по некоторым из этих факторов.

Таким образом, использование метода геологической аналогии предопределяет обязательное проведение некоторых объемов изучаемых работ на новом участке, основной целью которых является установление идентичности и сравнительной оценки условий для постановки нефтедобывающих платформ. При этом оценку с использованием метода геологической аналогии рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

а) изучается участок эксплуатации на действующем (эталонном) или новым изучаемом участке, который по своим геологическим данным может служить аналогом для новых изучаемых участков;

б) проводится анализ режима эксплуатации этого действующего месторождения для выявления основных факторов, относящихся к категории «геологические опасности»;

в) в пределах новой площади проводятся в небольшом объеме работы для получения доказательств полной или частичной идентичности условий добычи на эталонном и изучаемом участках;

г) на основании анализа и результатов проведенных работ сравниваются эталонный и новый изучаемый участки, и получают результат их схожести (аналогичности) по количественным критериям оценки тесноты связи (сильный, умеренный, слабый, без связи). А также определяется возможность применения метода ИГА и оцениваются риски при использовании данного метода.

Сравнительный анализ уровня опасности при постановке нефтедобывающих платформ и СПБУ на месторождениях российского сектора северной и центральной частей Каспийского

моря показал следующее.

а) Согласно картам сейсмического районирования ОСР-97 участок строительства находится в зоне с уровнем сейсмической опасности 6 баллов при повторяемости землетрясений 500-1000 лет и 7 баллов при повторяемости 5000 лет. При указанных тематических исследованиях на основе анализа геолого-геофизических и сейсмологических материалов по Каспийскому региону осуществлено уточнение сейсмической опасности в пределах месторождения. Наиболее интенсивные воздействия вероятны при землетрясениях в наиболее близко расположенной зоне вала Карпинского, магнитуда которых может достигнуть 5,2. Интенсивность возникающих при этом землетрясений на месторождении может достигать 7 баллов. При этом будут проявляться амплитудные ускорения величиной 0,15-0,20 g. Колебания будут кратковременными (1 с) и высокочастотными на уровне 6-7 Гц. Вероятны сейсмические воздействия до 6 баллов с ускорением 45 см/с^2 при сильнейших землетрясениях магнитудой в 7,5-8,0, проявляющихся в удаленных зонах Восточного Кавказа и западного Копетдага [225].

б) Ледовые воздействия на сооружения носят знакопеременный характер с уровнем частот $0,3 \div 2,0$ Гц, и характеризуются большой длительностью проявления.

в) Оценка максимальных волновых нагрузок на сооружения проведена для условий с повторяемостью 1 раз в 100 лет.

г) В приложении Б СП 22.13330.2011 (Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*) [255] характеристики грунтов приведены преимущественно для четвертичных отложений, но без их детализации по генетико-стратиграфическим признакам, не говоря уже о неучёте состава и структурно-текстурных особенностей грунтов.

Всё это указывает на необходимость совершенствования существующих и составления новых региональных таблиц физико-механических свойств для всех видов грунтов, с учётом их возраста, генезиса, состава и состояния.

Для этого необходимо разработать научно-обоснованную методологию составления табличных характеристик грунтов для разных масштабных уровней, учитывающую современные достижения в области грунтоведения. В основе разработки современных региональных таблиц свойств основных разновидностей грунтов, должна лежать систематизация накопленных к настоящему времени обширных изыскательских данных.

Учитывая перечисленные выше недостатки табличных значений, можно утверждать, что нормативные значения свойств грунтов, принятые по аналогии при установлении идентичности интересующих изыскателя грунтов на исследуемом объекте и объекте-аналоге, могут быть более близкими к реальным значениям, чем показатели, определённые по таблицам СНиП. Особенно, когда речь идёт о грунтах, специфических для районов проведения изысканий.

В настоящее время для предварительного назначения категории сложности инженерно-геологических условий с целью обоснования комплекса изысканий используются карты инженерно-геологического районирования. Принадлежность объекта к конкретной инженерно-геологической области (району, участку) схематично позволяет судить об общих особенностях геологического строения территории, наличии зон геологического риска, условиях строительства на этой территории, влиянии техногенного изменения геологической среды, причинах деформаций зданий и сооружений.

Конкретный объект-аналог, найденный в пределах идентичного инженерно-геологического района, позволяет более детально учитывать специфику инженерно-геологических условий объекта при выборе методов ведения изысканий, а также предусмотреть возможность дополнительных специальных исследований.

Выбор аналогов инженерно-геологических условий с целью обоснования технического задания и разработки программы изысканий на территории Каспийского моря может осуществляться также по картам геологического, геоморфологического, гидрогеологического районирования и по картам опасности геологических и инженерно-геологических процессов. Эти карты могут быть использованы для поиска аналогов по конкретному параметру, например, по разрезу четвертичных отложений или категории опасности карстово-суффозионных процессов.

Несколько объектов-аналогов может обеспечить построение инженерно-геологических разрезов, составление локальных крупномасштабных карт инженерно-геологического, гидрогеологического и геоморфологического районирования исследуемой территории. Чем больше территория с группой аналогов, тем точнее могут быть выявлены геологические закономерности.

При этом могут применяться:

- метод интерполяции, основанный на предположениях о равномерной пространственной изменчивости геологического строения между определёнными точками;
- историко-геологический метод, основанный на изучении истории геологического развития территории, что позволяет определить закономерности пространственной изменчивости компонентов геологической среды.

Физико-механические характеристики грунтов, принятые по объектам-аналогам, расположенным в идентичных инженерно-геологических и геоморфологических районах, могут использоваться в совокупности с нормативными значениями, принятыми по таблицам СНиП и уточнять их.

В качестве объекта-аналога должен быть выбран ранее изученный в инженерно-геологическом отношении участок, в разрезе которого присутствуют аналогичные виды

грунтов, близкие по составу, структуре и свойствам. При выборе аналогов достаточно сложным является вопрос идентификации грунтов и определение искомых свойств.

Наличие карт районирования значительно упрощает установление стратиграфической принадлежности лито логических разностей грунтов. Несмотря на это, решающее значение имеет опыт изыскателя, которому приходится доверять при использовании данных, полученных на объекте-аналоге. К сожалению, в последнее время в ходе ведения изысканий преобладает принцип минимализма. При написании технических отчётов учитываются главным образом требования проектировщиков, которых мало интересует информация о минеральном составе грунтов и вопросы стратиграфии. В силу этого, а также из-за некомпетентности отдельных специалистов, зачастую стратиграфо-генетические комплексы выделяются формально, геологические индексы даются в отчётах не полностью. Не говоря уже об отсутствии описания минерального состава грунтов, формы зёрен, характера контактов, наличии включений и зон протекания химических процессов. Такой подход не только является ненаучным, но и способствует накоплению малоинформативной изыскательской базы, что затруднит последующую обработку и использование данных.

Для выбора грунтов-аналогов может быть использован комплекс характеристик. Идентичность грунтов-аналогов целесообразно устанавливать при совпадении известных пределов показателей их состава, состояния и свойств в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [248].

Для обеспечения проектирования нефтедобывающих платформ считаем необходимым:

- выполнить разработку новых нормативных документов на инженерно-геологические изыскания, включающих и регламентирующих использование современных геофизических методов исследования;
- доработать существующие нормативные документы на инженерно-геологические изыскания для проведения капитальных ремонтов и реконструкции существующих платформ.

Пример расчета аналогов на Каспийском море

Результаты исследований в применении метода ИГА к расчетам несущей способности опорных колонн СПБУ

Далее было произведено исследование (математическим методом). То есть сравнивались полученные результаты расчетов (по внешним нагрузкам и по несущей способности) с исходным объектом (для СПБУ выбрана за исходный объект площадка «Ракушечная» №5-бис).

Следует заметить, что «объект-аналог» - площадка, на которой сравнивают характеристики грунтов, расчеты по несущей способности грунтов, внешние нагрузки, характеристики свайного фундамента и другие взаимодействия в системе «сооружение-грунт» с

«исходным объектом», тем самым доказывается возможность применения метода ИГА к объектам МСП и СПБУ шельфа Каспийского моря. Следует заметить, что физико-механических свойств грунта были снижены (учитывались циклические воздействия на грунт и влияние на него «опасного свободного газа»).

Коэффициент запаса против опрокидывания СПБУ согласно п.4.2.1 (Правил ПБУ/МСП РМРС, 2014) [253] должен быть не менее

$$K_{\text{запас}} = \frac{M_{\text{вос}}}{M_{\text{опр}}} \geq [K_{\text{опр}}] = 1,5 \quad (4.2.4)$$

где:

$M_{\text{вос}}$ – восстанавливающий момент от сил веса СПБУ «Астра», МН;

$$M_{\text{вос}} = P \times L,$$

где:

P – весовая нагрузка СПБУ «Астра».

Весовая нагрузка в запас принимается равной 53,65 МН, что соответствует весу СПБУ «Астра» порожнем.

L – плечо восстанавливающего момента ($L_{\text{прод}} = 10,74$ м).

$$M_{\text{вос}} = 53,65 \text{ МН} \cdot 10,74 \text{ м} = 576,2 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

$M_{\text{опр}}$ – суммарный опрокидывающий момент от экстремального воздействия внешних сил относительно плоскости опирания СПБУ на грунт, МН.

- основное сочетание нагрузок:

$$M_{\text{опр}} = F_{\text{волн}} \cdot z_{\text{волн}} + F_{\text{вет}} \times z_{\text{вет}} \quad (4.2.5)$$

- особое сочетание нагрузок:

$$M_{\text{опр}} = F_{\text{сейсм}} \times z_{\text{сейсм}} + F_{\text{вет}} \times z_{\text{вет}} \quad (4.2.6)$$

Количественные критерии оценки тесноты связи представлены в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4

Количественные критерии оценки тесноты связи (в % и долях)

№ п.п.	Процентное соотношение аналога к исходному объекту	Характер связи
1	до 30% (до 0,3)	Практически отсутствует
2	30 – 50 % (0,3 - 0,5)	Слабая
3	50 – 70 % (0,5 – 0,7)	Умеренная
4	70 – 100 % (0,7 - 1,0)	Сильная

Сводная таблица по расчету площадки-аналога (по объектам СПБУ) представлена в таблице 4.2.5

Таблица 4.2.5

Сводная таблица по расчету площадки-аналога (по СПБУ)

№ п./п.	Площадка постановки СПБУ ³⁾	Глубина моря (относительно уровня -27 м БС), м	Расстояние от исходного объекта до объекта-аналога	Сейсмическая нагрузка $F_{сейсм}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{сейсм}$ (м)	Волновая нагрузка $F_{волн}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{волн}$ (м)	Ветровая нагрузка $F_{вет}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{вет}$ (м)	$M_{опр1}^{4)}$ (МН*м)	$M_{опр2}^{5)}$ (МН*м)	$K_{запас1}$ (основное сочетание нагрузок)	$K_{запас2}$ (особое сочетание нагрузок)
Северная часть Каспийского моря (СПБУ "Астра")										
1	«Ракушечная» №5бис ¹⁾	6,8	-	$F_{сейсм} = 10,95$ $Z_{сейсм} = 24,00$	$F_{волн} = 4,15$ МН $Z_{волн} = 3,5$ м	$F_{вет} = 2,02$ МН $Z_{вет} = 17,3$ м	49.47	277.33	11.7	2.1
2	«Ракушечная» №7 ²⁾	6,3	~35 км	$F_{сейсм} = 10,95$ $Z_{сейсм} = 23,50$	$F_{волн} = 3,85$ МН $Z_{волн} = 3,2$ м	$F_{вет} = 2,02$ МН $Z_{вет} = 16,9$ м	46.46	269.65	12.4	2.2
3	«Ракушечная» №8 ²⁾	8,0	~20 км	$F_{сейсм} = 10,95$ $Z_{сейсм} = 25,20$	$F_{волн} = 4,25$ МН $Z_{волн} = 3,7$ м	$F_{вет} = 2,04$ МН $Z_{вет} = 18,5$ м	53.47	291.67	10.8	2.0
4	«Сарматская» №2 ²⁾	14,2	~75 км	$F_{сейсм} = 10,95$ $Z_{сейсм} = 31,40$	$F_{волн} = 5,68$ МН $Z_{волн} = 8,36$ м	$F_{вет} = 2,15$ МН $Z_{вет} = 25,7$ м	102.74	391.31	5.6	1.5
5	«Широтная» №5 ²⁾	13,1	~55 км	$F_{сейсм} = 10,95$ $Z_{сейсм} = 30,30$	$F_{волн} = 5,36$ МН $Z_{волн} = 7,26$ м	$F_{вет} = 2,08$ МН $Z_{вет} = 23,6$ м	88.00	370.70	6.6	1.6

Примечание:

- 1) - «Исходный объект»;
- 2) - «Объект-аналог»;
- 3) - На всех рассматриваемых площадках - присутствует свободный газ в грунтах;
- 4) - $M_{опр1}$ – суммарный опрокидывающий момент от экстремального воздействия внешних сил относительно плоскости опирания

СПБУ на грунт (основное сочетание нагрузок – ветер и волна);

5) - $M_{опр2}$ – суммарный опрокидывающий момент от экстремального воздействия внешних сил относительно плоскости опирания СПБУ на грунт (особое сочетание нагрузок – ветер и сейсмические нагрузки);

Результаты расчета (по СПБУ) по процентному соотношению аналога к исходному объекту (по внешним нагрузкам) представлены в таблице 4.2.6.

Таблица 4.2.6

Результаты расчета (по СПБУ) по процентному соотношению аналога к исходному объекту (по внешним нагрузкам)

№ п./п.	Площадка постановки СПБУ	$K_{запас2}$ (особое сочетание нагрузок)	Процентное соотношение аналога к исходному объекту (по внешним нагрузкам - особое сочетание нагрузок), % (доля)
1	«Ракушечная» №5бис	2,1	100% (1.00)
2	«Ракушечная» №7	2,2	105% (1.05)
3	«Ракушечная» №8	2,0	95% (0.95)
4	«Сарматская» №2	1,5	71% (0.71)
5	«Широтная» №5	1,6	76% (0.76)

Из таблицы 4.2.6 видно, что коэффициенты запаса против опрокидывания СПБУ по процентному соотношению аналога к исходному объекту отличаются от 5% в большую сторону и до 29 % в меньшую сторону. Эти выводы означают, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по внешним нагрузкам (касательно особого сочетания нагрузок, как наиболее из критичных значений) сильная и умеренная.

Что касается несущей способности СПБУ, то расчеты по определению глубин вдавливания опорных колонн СПБУ рассчитываются согласно РД 51.36-81 «Опорные колонны самоподъемной плавучей буровой установки. Методика расчета глубины задавливания в грунт» [254]. Суть данной методики заключается в определении несущей способности каждого слоя грунта в основании СПБУ (и выявить «слабые грунты») и сравнении полученных значений с давлением задавливания башмака опорной колонны. Максимальное допустимое давление, создаваемое башмаком опорной колонны на грунт составляет 0,377 МПа. Теоретически, если давление задавливания превышает несущую способность грунта, то происходит продавливание соответствующего слоя и заглубление башмака опорной колонны. То есть, если полученные значения несущей способности близки или меньше 0,377 МПа, то такие грунты являются слабыми, и сумма мощностей таких грунтов будет являться возможной глубиной вдавливания колонн СПБУ. Конечно же данный метод является консервативным и с «большим запасом», но в то же время помогает выявить такие «слабые» грунты. Исходные данные по расчету СПБУ по несущей способности (по выявленным «слабым» грунтам) представлены в таблице 4.2.7.

Таблица 4.2.7

Исходные данные по расчету СПБУ по несущей способности (по выявленным «слабым» грунтам)

№ ИГЭ	Мощность и глубина залегания подошвы ИГЭ (м) под опорными колоннами СПБУ			Грунты	Несущая способность грунта q (МПа)	Удельный вес учётом взвешиванного действия воды $\gamma_{\text{св}}$ кН/м ³	Угол внутреннего трения φ , град	Удельное сцепление C, кПа	Модуль общей деформации E, МПа	Сопротивление недренированному сдвигу S_u , кПа
	кормовой левой	кормовой правой	носовой							
«Ракушечная» «5-бис»										
4	1,45/4,55	1,30/5,25	1,45/5,95	Глина тугопластичная, полутвердая	0,4-0,5	8,9	12	25	9,5	71
6	1,45/6,80	1,25/7,40	1,35/7,30	Глинистый грунт текучепластичный	0,45-0,55	7,9	12	26	10,5	79
«Ракушечная» - «7»										
1-2	0,40/1,40	0,70/1,70	0,40/1,40	Ил глинистый	0,2 – 0,25	7,3	5	10	3,13	38
3	0,75/8,75	0,60/9,50	0,40/8,70	Суглинок мягкопластичный	0,15 - 0,5	8,8	7	17	5,44	41
«Ракушечная» - «8»										
1-3	0,25/2,70	0,40/2,80	0,5/2,5	Супесь текучая	0,3 - 0,35	8,4	7	16	5,1	38

«Сарматская» - «2»										
4	1,10/ 13,60	1,10/ 12,50	0,90/ 12,10	Суглинок мягкопласти чный	0,45-0,6	8,7	13	32	11,5	86
«Широтная» - «5»										
2	5,40/ 3,65	5,30/ 3,70	5,30/ 4,95	Супесь текучая	0,35 - 0,5	9,5	21	5	7,88	86
2a	2,85/ 0,80 5,00/ 0,45	4,70/ 0,90	-	Суглинок текучий	0,55 – 1	9,4	8	19	6,56	49

Результаты расчета (по СПБУ) по процентному соотношению аналога к исходному объекту (по несущей способности) представлены в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.8

**Результаты расчета (по СПБУ) по процентному соотношению аналога к
исходному объекту (по несущей способности)**

Сумма мощности слабых грунтов под опорными колоннами (максимальная глубина вдавливания опорных колонн), м			
По РД 51.36-81	По результатам расчета в ПО Plaxis (после снижений физико-механических свойств грунта), м	Максимальная глубина вдавливания опорных колонн	Процентное соотношение аналога к исходному объекту, %
«Ракушечная» «5бис»			
2,90	2,8	2,90	100%
«Ракушечная» - «7»			
1,30	3,1	3,10	94%
«Ракушечная» - «8»			
0,5	2,6	2,60	112%
«Сарматская» - «2»			
1,1	2,4	2,40	121%
«Широтная» - «5»			
4,95	3,5	4,95	59%

Из таблицы 4.2.8 видно, что максимальная глубина вдавливания опорных колонн СПБУ по процентному соотношению аналога к исходному объекту отличаются от 21% в большую сторону и до 41 % в меньшую сторону. Эти выводы означают, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по несущей способности сильная и умеренная.

Результаты расчета (сводные) СПБУ по внешним нагрузкам и по несущей способности с определением характером связи представлены в таблице 4.2.9.

Результаты расчета (сводные) СПБУ по внешним нагрузкам и по несущей способности с определением характером связи

№ п./п.	Площадка постановки СПБУ	Расстояние от исходного объекта до объекта-аналога	Процентное соотношение аналога к исходному объекту		Характер связи
			По внешним нагрузкам - особое сочетание нагрузок (%)	По несущей способности грунтов (%)	
1	«Ракушечная» №5-бис ¹⁾	-	100% (1.00)	100% (1.00)	Сильная
2	«Ракушечная» №7 ²⁾	~35 км	105% (1.05)	94% (0.94)	Сильная
3	«Ракушечная» №8 ²⁾	~20 км	95% (0.95)	112% (1.12)	Сильная
4	«Сарматская» №2 ²⁾	~75 км	71% (0.71)	121% (1.21)	Сильная
5	«Широтная» №5 ²⁾	~55 км	76% (0.76)	59% (0.59)	Сильная (по внешним нагрузкам) Умеренная (по несущ. способности грунтов)

Примечание:

- 1) - Исходный объект;
- 2) - «Объект-аналог».

Сравнение результатов расчетов по внешним нагрузкам и по несущей способности (по СПБУ) представлены на рисунке 4.2.15.

Процентное соотношение аналога к исходному объекту

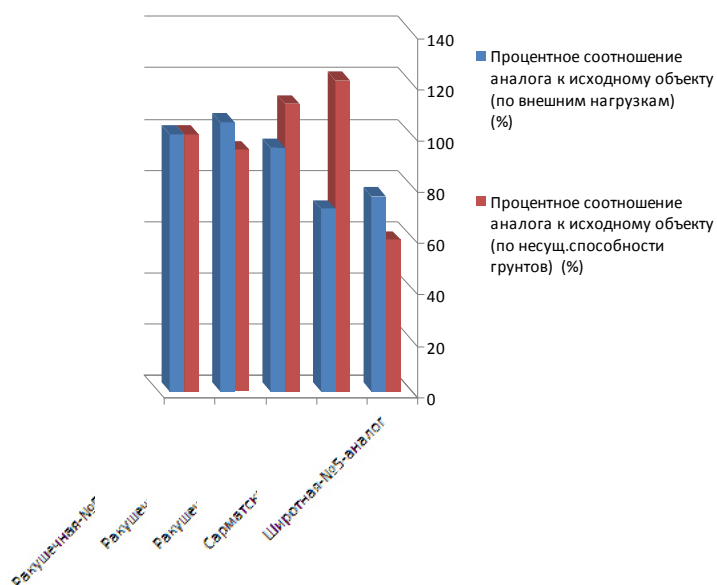


Рис. 4.2.15. Сравнение результатов расчетов по внешним нагрузкам и по несущей способности (по СПБУ)

Из таблицы 4.2.9 видно, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по внешним нагрузкам и по несущей способности сильная и умеренная. Это означает то, что применение метода ИГА к СПБУ на шельфе Каспийского моря возможно.

Результатов исследований в применении метода ИГА к расчетам несущей способности свайных фундаментов МСП и глубины забивки свай

Далее было произведено исследование (математическим методом). То есть сравнивались полученные результаты расчетов (по внешним нагрузкам, по несущей способности и по глубине забивки свай) с исходным объектом (для платформы за исходный объект выбран - «Райзерный блок»).

Сводная таблица по расчету площадки-аналога (по объектам МСП) представлена в таблице 4.2.10.

Далее представлена методика расчета свайного фундамента платформ с учетом понижения несущей способности опорных оснований.

Несущая способность F_d , кН висячей забивной сваи, погружаемой без выемки грунта, работающей на сжимающую нагрузку, определяется согласно СП 24.13330.2011. (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85) [256].

Одиночная свая в составе фундамента и вне его по несущей способности грунта основания рассчитывается исходя из условия:

$$N \leq \frac{F_d}{\gamma_k}$$

где N - расчетная вертикальная нагрузка, передаваемая на сваю;

F_d – расчетная несущая способность грунта основания одиночной сваи;

γ_k – коэффициент надежности.

Для расчетов несущей способности грунтов до глубины 30 метров применять понижающий коэффициент в 25% (так как снижались физико-механические параметры грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок»):

$$F_d = 0.75 \cdot \gamma_c \cdot (\gamma_{cr} \cdot R \cdot A + u \cdot \sum \gamma_{cf} \cdot f_i \cdot h_i)$$

Максимальный изгибающий момент в голове сваи и максимальная осевая реакция грунта на сваю определяется согласно СП 24.13330.201 [256].

Сводная таблица по расчету площадки-аналога (по платформам - МСП) представлена в таблице 4.2.10.

Сводная таблица по расчету площадки-аналога (по платформам (МСП))

№ п.п.	Площадка постановки платформы ³⁾	Глубина моря (относительно уровня -27 м БС), м	Расстояние от исходного объекта до объекта-аналога	Сейсмическая нагрузка $F_{\text{сейсм}}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{\text{сейсм}}$ (м)	Нагрузка от течения $F_{\text{течен}}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{\text{течен}}$ (м)	Ветровая нагрузка $F_{\text{вет}}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{\text{вет}}$ (м)	Ледовая нагрузка $F_{\text{лед}}$ (МН) и координата приложения (от дна моря) $Z_{\text{лед}}$ (м)	M_{Π} ⁴⁾ (МН*м)	$M_{\Pi 2}$ ⁵⁾ (МН*м)	N_1 ⁶⁾ (основное сочетание нагрузок)	N_2 ⁷⁾ (особое сочетание нагрузок)
1	РБ ¹⁾	7,4	-	$F_{\text{сейсм}} = 7,22$ $Z_{\text{сейсм}} = 9,13$	$F_{\text{течен}} = 1,16$ МН $Z_{\text{течен}} = 5,3$ м	$F_{\text{вет}} = 1,6$ МН $Z_{\text{ветр}} = 20,9$ м	$F_{\text{лед}} = 9,50$ МН $Z_{\text{лед}} = 6,60$ м	10,0	15,0	12,5	19,0
2	БК ²⁾	6,9	~6 км	$F_{\text{сейсм}} = 8,52$ $Z_{\text{сейсм}} = 11,34$	$F_{\text{течен}} = 0,87$ МН $Z_{\text{течен}} = 9,72$ м	$F_{\text{вет}} = 7,22$ МН $Z_{\text{ветр}} = 9,13$ м	$F_{\text{лед}} = 30,40$ МН $Z_{\text{лед}} = 6,10$ м	14,5	21,0	19,0	26,0
3	ЦТП ²⁾	7,4	~0,1 км	$F_{\text{сейсм}} = 17,90$ $Z_{\text{сейсм}} = 13,85$	$F_{\text{течен}} = 0,78$ МН $Z_{\text{течен}} = 5,3$ м	$F_{\text{вет}} = 3,50$ МН $Z_{\text{ветр}} = 17,20$ м	$F_{\text{лед}} = 139,30$ МН $Z_{\text{лед}} = 6,60$ м	12,0	17,5	14,0	22,5

Примечание:

- 1) - Исходный объект;
- 2) - «Объект-аналог».
- 3) - На всех рассматриваемых площадках - присутствует свободный газ в грунтах;
- 4) - M_{Π} – Максимальный изгибающий момент в голове сваи (МН*м) (основное сочетание нагрузок – ветер, волна и лед);
- 5) - $M_{\Pi 2}$ – Максимальный изгибающий момент в голове сваи (МН*м) (особое сочетание нагрузок – ветер и сейсмические нагрузки);
- 6) - N_1 - Максимальная осевая реакция грунта на сваю (по которой определяется глубина забивки сваи) (МН) (основное сочетание нагрузок);
- 7) - N_2 - Максимальная осевая реакция грунта на сваю (по которой определяется глубина забивки сваи) (МН) (особое сочетание нагрузок);

Результаты расчетов по внешним нагрузкам в графическом виде (по платформам РБ, БК и ЦТП) представлены на рисунке 4.2.16. На этом рисунке видно, что каждой глубине забивки сваи соответствует максимальная нагрузка, которая может передаться на сваю от внешних воздействий.

Сводная таблица результатов по расчету площадки-аналога (по платформам, в процентном соотношении аналога к исходному объекту) представлена в таблице 4.2.11.

Результаты расчетов по внешним нагрузкам и по несущей способности (по платформам, в процентном соотношении аналога к исходному объекту) представлены на рисунке 4.2.17.

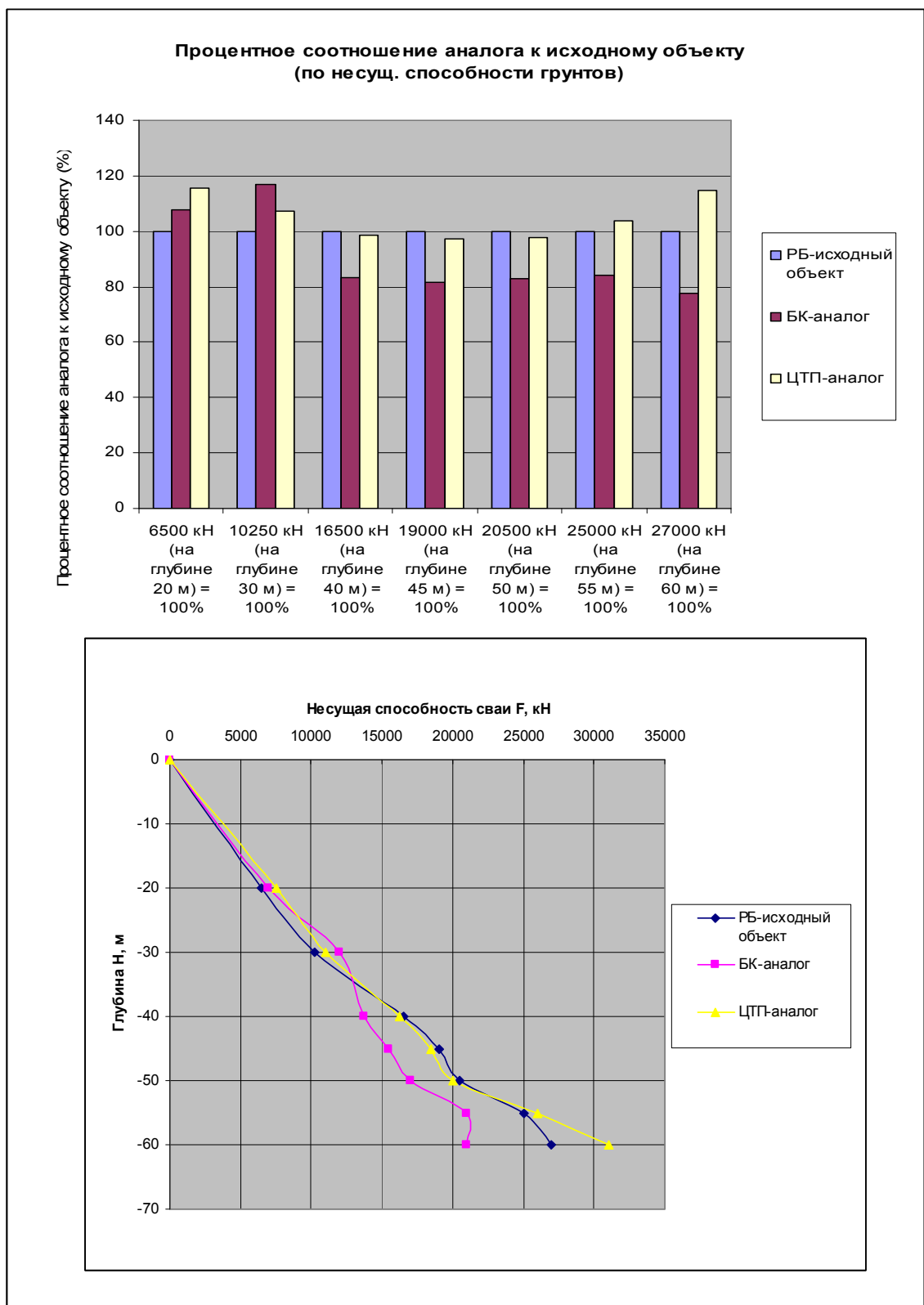


Рис. 4.2.16. Результаты расчетов по внешним нагрузкам (по платформам (МСП)) в графическом виде

Таблица 4.2.11

Сводная таблица результатов по расчету площадки-аналога (по платформам (МСП), в процентном соотношении аналога к исходному объекту)

№ п.п.	Площадка постановки нефтяной платформы	Расстояние от исходного объекта до объекта-аналога	Процентное соотношение объекта-аналога к исходному объекту					Характер связи
			По внешним нагрузкам - изгибающий момент в свае (%)	По внешним нагрузкам - осевая реакция грунта на сваю (%)	По несущей способности и грунтов - на глубине 40 метров (%)	По несущей способности и грунтов - на глубине 50 метров (%)	По несущей способности и грунтов - на глубине 60 метров (%)	
1	Райзерный блок ¹⁾	-	100%	100%	100%	100%	100%	Сильная
2	БК ²⁾	~6 км	140%	137%	83%	83%	78%	Умеренная (по внешним нагрузкам - изгибающий момент в свае) Сильная (по всем остальным показателям)
3	ЦТП ²⁾	~0.1 км	117%	118%	98%	98%	115%	Сильная

Примечание:

- 1) - Исходный объект;
2) - «Объект-аналог».

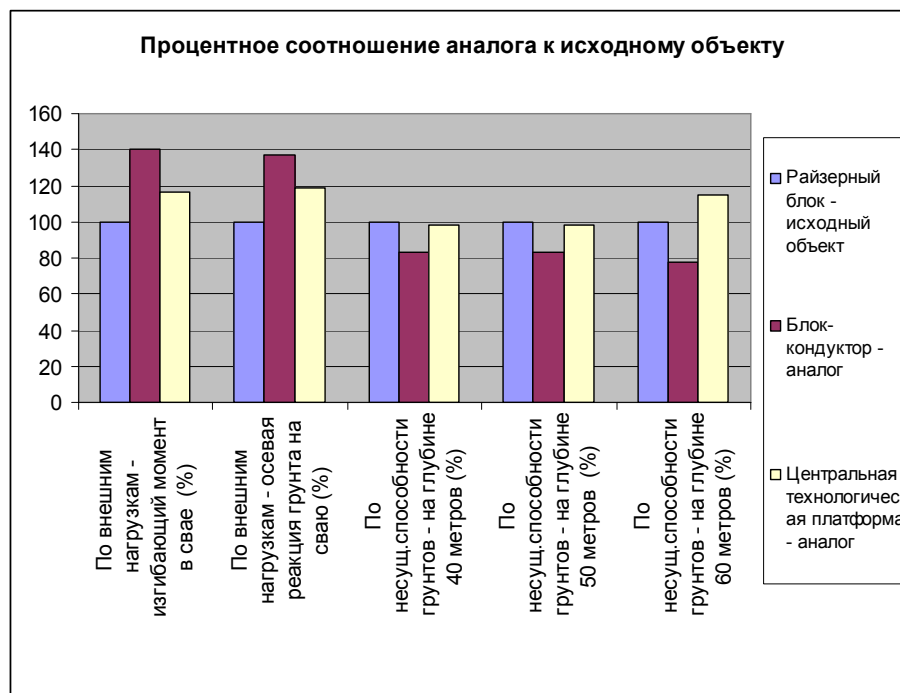


Рис. 4.2.17. Результаты расчетов по внешним нагрузкам и по несущей способности (по платформам (МСП), в процентном соотношении аналога к исходному объекту)

Из рисунка 4.2.17 и таблицы 4.2.11 видно, что по несущей способности грунта - по процентному соотношению аналога к исходному объекту отличаются от 40% в большую сторону и до 22 % в меньшую сторону. Эти выводы означают, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по несущей способности сильная и умеренная.

Изменения параметров свайного фундамента платформ по результатам расчета без снижений физико-механических свойств грунта и после снижений представлены в таблице

4.2.12.

Таблица 4.2.12

Характеристики свайного фундамента платформ (МСП) по результатам расчета

Параметры	Без снижений физико-механических свойств грунта	После снижения физико-механических свойств грунта	Разница, %
Райзерный блок (РБ) – исходный объект			
Материал свай (по правилам РМРС)	сталь РС ЕН36	сталь РС ЕН36	-
Количество свай	8 шт	8 шт	-
Наружный диаметр сваи, мм	1829	1829	-
Толщина стенки, мм	45	50	10
Глубина погружения сваи (от дна моря), м	39	46	15
Блок-кондуктор (БК)			
Материал свай (по правилам РМРС)	сталь РС ЕН40	сталь РС ЕН40	-
Количество свай	8 шт	8 шт	-
Наружный диаметр сваи, мм	2134	2134	-
Толщина стенки, мм	45	50	10
Глубина погружения сваи (от дна моря), м	57	66	14
Центральная технологич. Платформа (ЦТП)			
Материал свай (по правилам РМРС)	сталь РС ЕН40	сталь РС ЕН40	-
Количество свай	16 шт	16 шт	-
Наружный диаметр сваи, мм	2134	2134	-
Толщина стенки, мм	60	70	14
Глубина погружения сваи (от дна моря), м	45	55	18

Из таблицы 4.2.12 видно, что изменения параметров свайного фундамента нефтяных платформ по результатам расчета - по разнице изменений значений этих параметров без снижений физико-механических свойств грунта и после снижения по процентному соотношению аналога к исходному объекту отличаются по толщине стенки сваи на 4% в большую сторону, а по глубине погружения сваи в грунт на 3% в большую сторону и до 1 % в меньшую сторону. Эти выводы означают, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по параметрам свайного фундамента нефтяных платформ - сильная.

Из таблиц 4.2.11 и 4.2.12 видно, что сходимость «аналогов» к исходному объекту по внешним нагрузкам, несущей способности и по параметрам свайного фундамента нефтяных платформ (МСП) сильная и умеренная. Это означает то, что применение метода ИГА к МСП на шельфе Каспийского моря также возможно.

Сводные результаты по расчету исследований по возможности применения метода ИГА к МСП представлены в таблице 4.2.13.

Сводные результаты по расчету исследований по возможности применения метода ИГА к СПБУ представлена в таблице 4.2.14.

Таблица 4.2.13

Сводные результаты по расчету исследований по возможности применения метода ИГА к МСП

№ п.п.	Площадка постановки и платформ ы ²⁾	Грунты и наличие «свободного газа» в них	Глубина моря (относите льно уровня -27 м БС), м	Расстояние от исходного объекта до объекта- аналога	M _{св.} ³⁾ (МН*м)	N _{св.} ⁴⁾ (особое сочетание нагрузок)	Процентное соотношение объекта- аналога к исходному объекту			Параметры свайного фундамента						Характер связи	Риски по использо ванию метода ИГА
							По внешним нагрузкам - изгибающи й момент в свае, (%)	По внешним нагрузкам - осевая реакция грунта на сваю, (%)	По несущ. способно сти грунтов - на глубине 60 метров, (%)	Толщина стенки, мм			Глубина погружения свай, м				
										Без снижений параметро в грунта	После снижения параметро в грунта	Разница %	Без снижен ий парамет ров грунта	После снижен ия парамет ров грунта	Разница %		
1	Райзерны й блок ¹⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	7,4	-	15,0	19,0	100%	100%	100%	45	50	10	39	46	15	Сильная	Рисков нет
2	БК ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	6,9	~6 км	21,0	26,0	140%	137%	78%	45	50	10	57	66	14	Умеренная (по внешним нагрузкам - изгибающий момент в свае) Сильная (по всем остальным показателям)	Незначи тельные риски
3	ЦТП ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	7,4	~0,1 км	17,5	22,5	117%	118%	115%	60	70	14	45	55	18	Сильная	Рисков нет

Примечания:

1) - Исходный объект;

2) - «Объект-аналог»;

3) - M_0 – Максимальный изгибающий момент в голове свай (МН*м) (особое сочетание нагрузок);4) - N_0 - Максимальная осевая реакция грунта на сваю (по которой определяется глубина забивки свай) (МН) (особое сочетание нагрузок)

Таблица 4.2.14

Сводные результаты по расчету исследований по возможности применения метода ИГА к СПБУ

№ п./п.	Площадка постановки СПБУ	Грунты и наличие «свободного газа» в них	Глубина моря (относительно уровня -27.м БС), м	Расстояние от исходного объекта до объекта-аналога	$M_{\text{смп2}}^{(3)}$ (МН*м)	Коэффициент запаса ($K_{\text{запас}}$) по внешним нагрузкам (особое сочетание нагрузок)	Процентное соотношение аналога к исходному объекту (по внешним нагрузкам), %	Максимальная глубина вдавливания опорных колонн СПБУ	Процентное соотношение аналога к исходному объекту, %	Характер связи	Риски по использованию метода ИГА
1	«Ракушечная» №5(бис ¹⁾)	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	6,8	-	277.33	2.1	100%	2.9	100%	Сильная	Рисков нет
2	«Ракушечная» №7 ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	6,3	~35 км	269.65	2.2	105%	3.1	94%	Сильная	Рисков нет
3	«Ракушечная» №8 ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	8,0	~20 км	291.67	2.0	95%	2.6	112%	Сильная	Рисков нет
4	«Сарматская» №2 ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	14,2	~75 км	391.31	1.5	71%	2.4	121%	Сильная	Рисков нет
5	«Шпротная» №5 ²⁾	Глина и песок (присутствует свободный газ в грунтах)	13,1	~55 км	370.70	1.6	76%	4.95	59%	Умеренная (по всем остальным показателям) Сильная (по внешним нагрузкам - изгибающий момент в свае)	Незначительные риски

Примечание:

- 1) - Исходный объект;
- 2) - «Объект-аналог»;
- 3) - $M_{\text{смп2}}$ – суммарный опрокидывающий момент от экстремального воздействия внешних сил относительно плоскости опирания СПБУ на грунт (особое сочетание нагрузок).

Сравнительный анализ грунтов

На рисунке 4.2.18 показана корреляция грунтового основания площадок «БК», «ЛСП-1» и «ЛСП-2» на месторождении Им. В. Филановского Каспийского моря по данным статического зондирования и инженерно-геологического бурения (по ИГС).

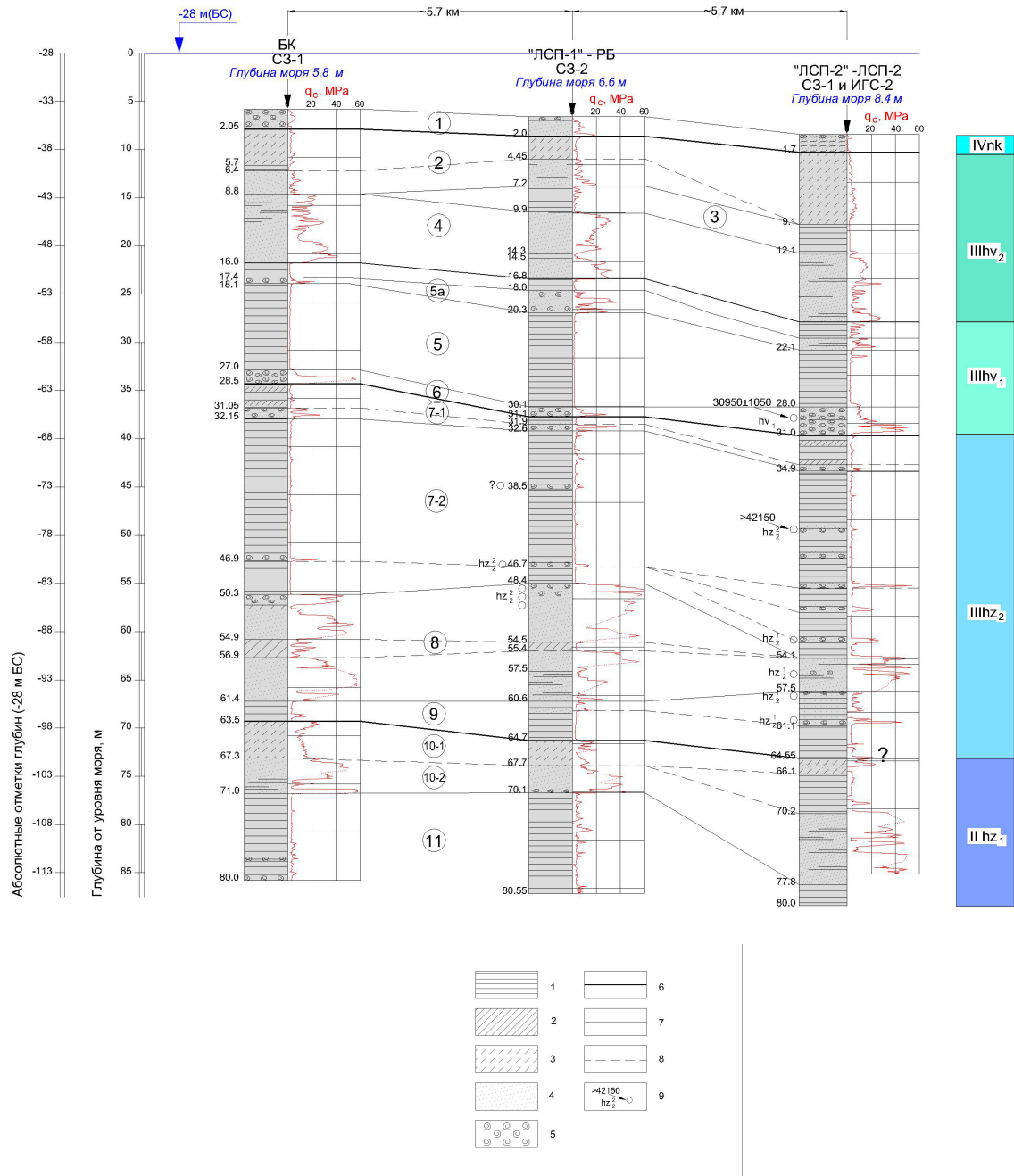


Рис.4.2.18. Корреляция грунтового основания площадок по данным статического зондирования и инженерно-геологического бурения

Примечание. На рисунке использованы следующие обозначения:

1-5 грунты по данным статического зондирования и бурения: 1 - глина; 2 - суглинок; 3 - супесь; 4 - песок; 5 - песчано-раковинный грунт.
 Границы: 6 - сеймостратиграфических комплексов; 7 - слоев; 8 - прослоев, четко выраженных на графиках статического зондирования; 9 - места отбора образцов раковинного материала и результаты его датирования с полученными данными абсолютного возраста.
 Цифры в кружках - номера выделяемых инженерно-геологических элементов

Анализируя рисунок 4.2.18, можно увидеть исследуемые ранее объекты РБ и БК на возможность применения метода ИГА (которые находятся на значительном расстоянии около 6 км друг от друга). На геологических разрезах можно увидеть линии, соединяющие эти разрезы. Эти линии разделяют каждый инженерно-геологический элемент. Разрезы грунтового основания под платформами БК и РБ схожи по последовательности ИГЭ, но незначительно различаются по мощности ИГЭ. В итоге можно сделать заключение, коррелируя грунтовые разрезы (методом сравнительного анализа грунтов) использовать метод ИГА на Каспийском море возможен, но только при поддержке математического метода аналогий.

Классификация объектов МНГС на шельфе Каспийского моря

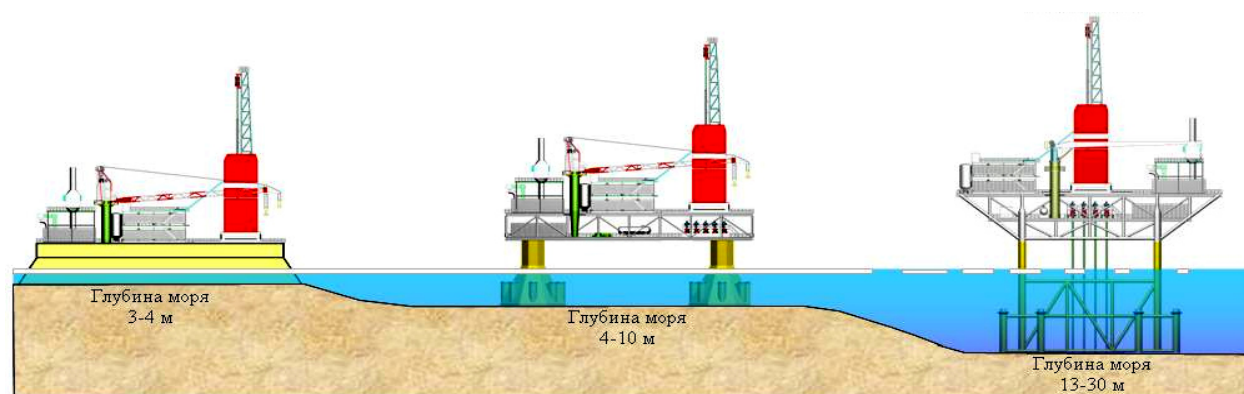
После исследований, перечисленных выше, можно классифицировать объекты МНГС в Каспийском море в зависимости от разных параметров:

- от архитектурно-строительных решений по конструкциям платформ;
- от способа крепления сооружения с грунтом;
- от глубины моря;
- от ледовых условий;
- от сейсмичности (в зависимости от места установки сооружений МНГС);
- изученности инженерно-геологических условий;
- возможность применения к объектам МНГС метода инженерно-геологических аналогий.

На рисунке 4.2.19 изображена классификация объектов МНГС в Каспийском море в зависимости от геодинамических, гидрометеорологических и инженерно-геологических и других условий.

Следует заметить, что архитектурно-строительные решения по МНГС приняты на условиях обеспечения их унификации с учетом геодинамических, гидрометеорологических, инженерно-геологических и других условий в местах их размещения.

Следует сделать вывод, что данная классификация объектов МНГС может помочь при проектировании на предпроектных и проектных стадиях комплексно учесть большое количество условий при эксплуатации данных сооружений.



Месторождения и структуры	Глубина моря	Ледовые условия	Сейсмичность по шкале MSK-64	Опорная часть	Способ крепления	Изученность ИГУ	Возможность применения метода ИГА
Структура «Западно-Ракушечная»	3 – 4 м	Припайный лед 0.6 – 0.95 м	до 8 баллов	Гравитационно-свайного типа	Гравитационно-свайный фундамент	Высокая	Возможно
Им. В. Филановского, Структура «Ракушечная», Им. Ю. Корчагина	4 – 10 м	Припайный лед 0.6 – 0.95 м	6 – 8 баллов	Опорные блоки кессонного типа	Свайный фундамент	Высокая	Возможно
М/р Хвалынское, Структура «170 км», М/р Сарматское «Хазри»	13 – 30 м (некоторые до 45м)	Плавучий лед 0.2 – 0.25 м	7 – 9 баллов	Ферменного типа с конструктивной ледовой защитой	Свайный фундамент	Высокая (некоторые площадки имеют среднюю изученность)	Возможно, но потребуются более детальные расчеты и исследования

Рис. 4.2.19. Классификация объектов МНГС в Каспийском море в зависимости от геодинамических, гидрометеорологических и инженерно-геологических и других условий

ВЫВОДЫ

Из результатов исследования по снижению физико-механических свойств грунтов автором диссертации были сделаны следующие выводы:

1. Разница величин пенетрации без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения значительна, и, следовательно, неправильно принятые решения по методике расчетов опорных колон СПБУ, либо опорного основания нефтяных платформ (МСП) на шельфе, очень сильно повлияют на безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений.

2. Из изложенных выше результатов исследований видно, что для площадок северной части Каспийского моря запас допускаемой величины пенетрации опорных ног СПБУ достаточно большой, но для площадок центральной части Каспийского моря такой «запас» отсутствует, что может привести к авариям буровых установок. Запас допускаемой величины осадки опорных оснований нефтяных платформ (МСП) отсутствует, и, поэтому, также может привести к авариям.

После приведенного в диссертации анализа данных по геологии, инженерно-геологическим изысканиям и другой информации, касающейся проектированию нефтегазодобывающих платформ и постановок СПБУ на грунт, можно сделать вывод о том, что геологические и геотехнические данные (методики расчетов и проектирования СПБУ и нефтегазодобывающих платформ, глобальные данные по геологии и геотехники и т.п.) о хорошо изученном на данный момент северной части Каспийского моря можно применить к новым перспективным месторождениям Каспийского моря, которые будут разрабатываться в будущем (в северной и центральной частях Каспийского моря, в перспективе – к Южной части Каспийского моря). Данный опыт, возможно, можно применить к другим морям, где присутствуют схожие условия (наличие свободного газа в грунтах, схожие гидрометеорологические условия, в частности – ледовые, волновые и сейсмические, воздействующие на нефтегазодобывающие платформы своими циклическими нагрузками). Это даст большую экономию денег и производственного времени при проектировании нефтегазодобывающих платформ (МСП) и проектах на установку СПБУ на грунт.

А комплексный учет всех возможных опасных геологических процессов и явлений при проектировании объектов МНГС даст достаточную безопасность в эксплуатации СПБУ и МСП.

3. А также, опираясь на исследования, изложенные выше автор диссертационной работы **рекомендует:**

- башмаки (уширенные пяты свай) не должны использоваться из-за негативного перепада давления в грунтах при забивке свай;

- изменения в толщине свай изнутри могут считаться допустимыми, только если толщина стенки увеличивается от острия до оголовка (а уменьшения на внешних стенках свай создают благоприятные условия для образования газовых опасностей для нефтяных платформ);
- проводить изучения участка перед установкой платформы с целью измерения порового давления и степени газонасыщенности;
- установку пьезометров для отслеживания изменений со временем значений порового давления;
- осуществлять периодические исследования (при помощи водолазов и удаленно управляемых устройств) для определения аномалий любого рода на дне рядом со сваями (образование кратеров).

4. А также автором диссертационной работы было выявлено, что значение снижения физико-механических параметров грунта из-за присутствия в них мелкозалегающего свободного газа для объектов МНГС Каспийского моря установить - до 20 %.

5. Автором диссертационной работы предложены коэффициенты для расчета устойчивости свайных фундаментов нефтяных платформ и оценки заглубления опорных колонн СПБУ на шельфе Каспийского моря. Для расчетов несущей способности грунтов до глубины 30 метров применять понижающий коэффициент в 25% (так как снижались физико-механические параметры грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок»).

ГЛАВА 5. ПРИМЕР ВОЗМОЖНОГО ПРОЕКТА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ЗА ОБЪЕКТАМИ МНГС (НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ)

5.1. Общие сведения возможного проекта автоматизированного мониторинга за объектами МНГС (на примере месторождения Им. В. Филановского)

Следует заметить, что представленная система мониторинга непрерывного наблюдения за объектами МНГС уникальная, она разработана впервые в мире. Эту систему планируется реализовать в ближайшем времени на объектах МНГС лицензионном участке компании НК ОАО «ЛУКОЙЛ» в Каспийском море. А также следует заметить, что некоторые разработанные подсистемы уже работают (а именно, геодинамический мониторинг).

На рисунке 5.1.1 представлена схема размещения объектов на месторождении Им. В.Филановского (которые планируется мониторить).

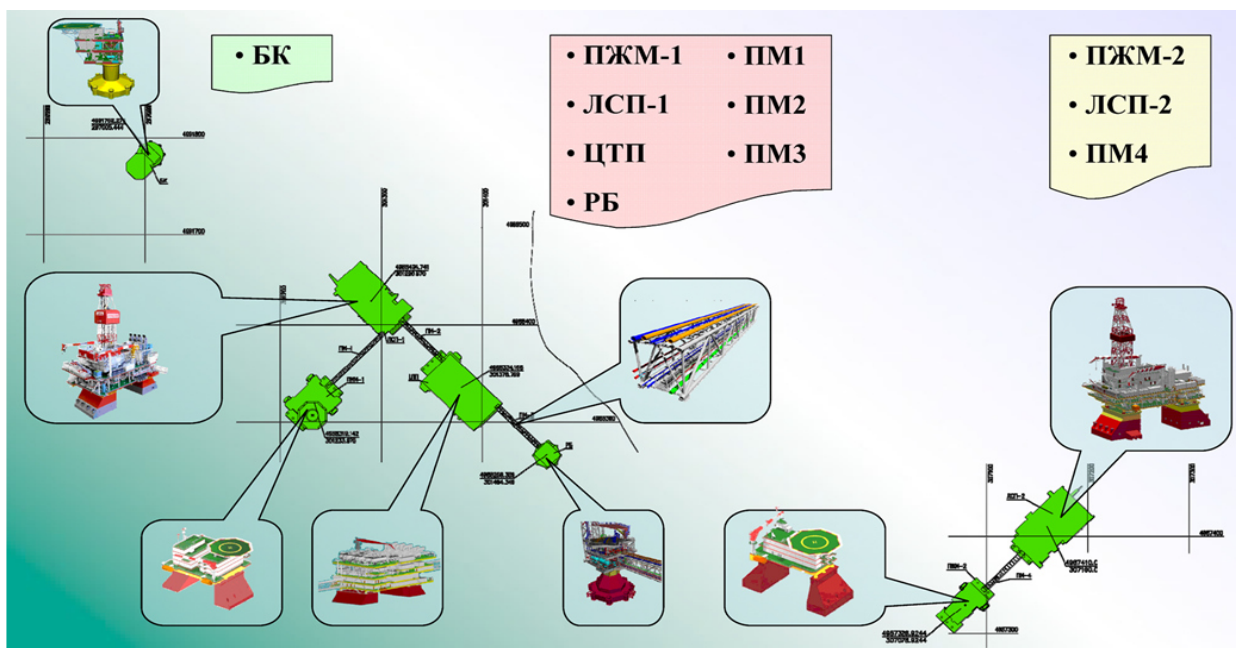


Рис. 5.1.1. Схема размещения объектов на месторождении Им. В.Филановского

Назначение системы мониторинга объектов обустройства месторождения Им. В.Филановского Каспийского моря следующее:

- наблюдение за поведением корпусных конструкций платформ и мостов;
- наблюдение за ледовой обстановкой в районе платформ;
- оценка ледовых и волновых нагрузок;
- автоматизированное предупреждение персонала об опасных ситуациях;

- многоцелевое использование собранных данных;
- периодические измерения и инспекции;
- обработка полученных данных и подготовка отчетов.

Требование по автоматизированному измерению параметров:

Платформы БК, ПЖМ-1, ЛСП-1, ЦТП, РБ, ПЖМ-2, ЛСП-2:

- горизонтальные смещения;
- наклоны и повороты;
- линейные ускорения (вибрация);
- локальные ледовые нагрузки;
- оценка глобальной ледовой и волновой нагрузки;
- НДС корпусных конструкций;
- направление и скорость движения льда;
- толщина льда и габариты ледовых образований;
- видеосъемка навалов льда на платформы.

Природные условия и внешние нагрузки на объекты

Экстремальные гидрометеорологические условия (повторяемость 1 раз в 100 лет):

- толщина консолидированного слоя тороса -2,2 м;
- высота волны - 3,16...3,75 м ($\tau = 5,75...6,20$ с);
- скорость ветра - 35,9 м/с;
- скорость поверхностного течения - 1,36...1,52 м/с.

Внешние нагрузки на объекты для экстремального режима:

- Ледовая нагрузка; волновая нагрузка; ветровая нагрузка; нагрузка от течения.

На рисунке 5.1.2 представлено схематическое представление автоматизированного измерения перемещений.

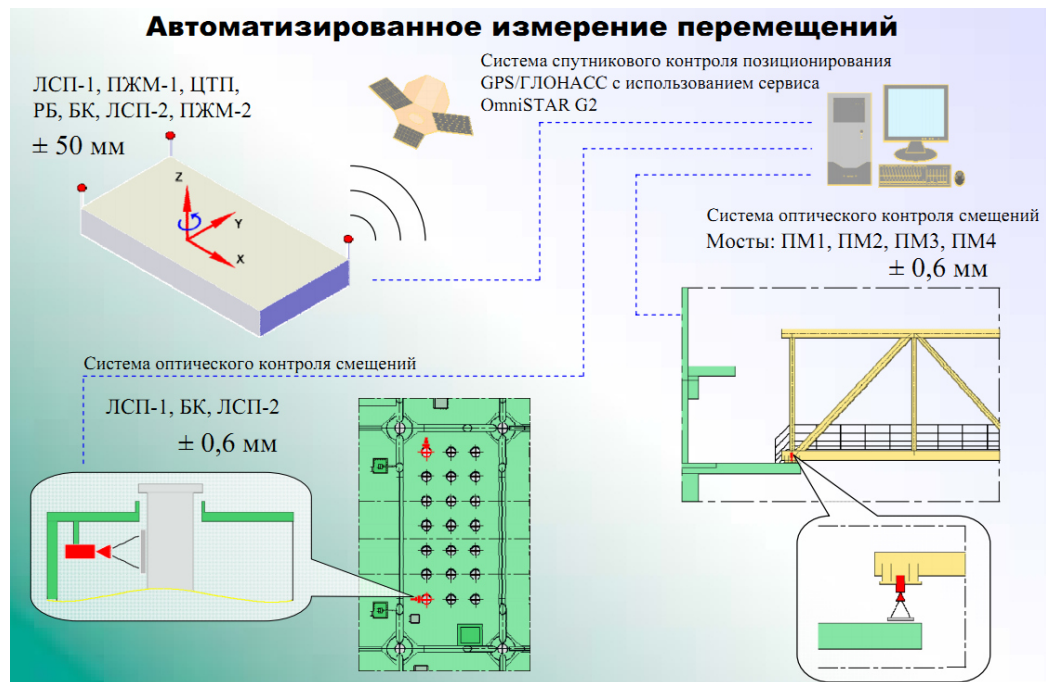


Рис. 5.1.2. Схематическое представление автоматизированного измерения перемещений.

Автоматизированное определение поворотов и наклонов платформ

На платформах предусмотрено автоматизированное измерение следующих параметров:

- крена платформы (наклон вокруг продольной оси);
- дифферента платформы (наклон вокруг поперечной оси);
- азимута платформы (поворот вокруг вертикальной оси).
- Для контроля крена и дифферента на платформах установлены двухосевые инклинометры с пределом измерений $\pm 5^\circ$ и максимальной точностью до $0,03^\circ$.
- Предусмотрен контроль наклонов, как верхнего строения, так и опорных блоков.
- Инклинометры установлены в нескольких наиболее жестких точках конструкции с последующим усреднением показаний.
- Для контроля поворота платформ в азимутальной плоскости измерения производятся на основании данных систем контроля перемещений. При этом ожидаемая точность измерений составляет:
 - для устьевых платформ - $0,01^\circ$;
 - для неустьевых платформ - $0,06^\circ$.

Автоматизированное измерение линейных ускорений (вибраций)

На каждой платформе предусмотрена система измерения линейных ускорений (вибраций).

- Для контроля вибрации на платформах предусмотрена установка трехосевых

пьезоэлектрических акселерометров со следующими основными техническими характеристиками:

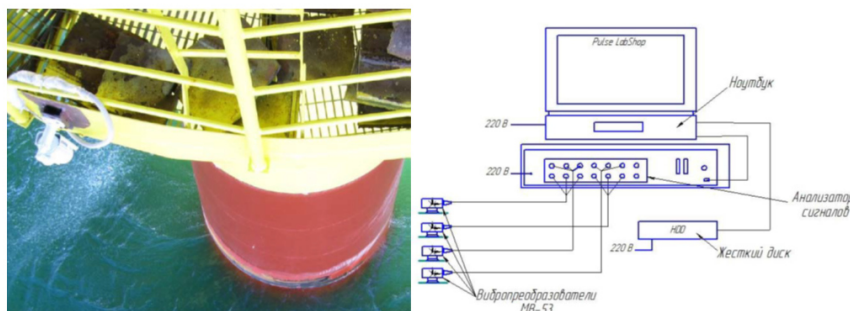
- диапазон измерений $\pm 5g$;
- чувствительность не хуже $0,015g$;
- частотный диапазон $0,5-10000$ Гц.
- Предусмотрен контроль вибрации, как верхнего строения, так и опорных блоков.
- Акселерометры должны быть установлены в нескольких (порядка 8-и) наиболее жестких узлах конструкции;

На рисунке 5.1.3 представлена общая схема виброизмерительной аппаратуры.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВИБРАЦИИ

Задачи: мониторинг параметров вибрации верхнего строения

1. Модуль измерения и анализа вибрации.
2. Модуль видеорегистрации процессов взаимодействия опор со льдом



Общая схема виброизмерительной аппаратуры

Рис. 5.1.3. Общая схема виброизмерительной аппаратуры.

Автоматизированная оценка глобальной волновой нагрузки

Мониторинг волновых нагрузок осуществляется для оценки параметров нагрузок на корпусные конструкции борта платформы при волновом воздействии и сравнения их с допустимым уровнем локального нагружения.

Мониторинг волновых нагрузок должен, анализируя полученные измерения, прогнозировать возможность появления экстремальных нагрузок и предупреждать о такой возможности обслуживающий персонал платформы.

Прямое измерение волновых нагрузок применительно к объектам обустройства месторождения Им. Ю. Корчагина затруднительно, поскольку:

- толщины ледового борта платформ достаточно большие (более 20 мм.), и измерять волновую нагрузку или деформацию на такой толщине весьма проблематично;
- для выполнения достоверной оценки распределения глобальной волновой нагрузки по борту платформы необходима установка большого количества датчиков по каждому борту, при

этом для обеспечения достоверного измерения датчики следует устанавливать на специальных измерительных пластинах, имеющих незначительную толщину.

Алгоритм автоматизированной оценки глобальной волновой нагрузки представлен на рисунке 5.1.4.

Автоматизированная оценка глобальной волновой нагрузки

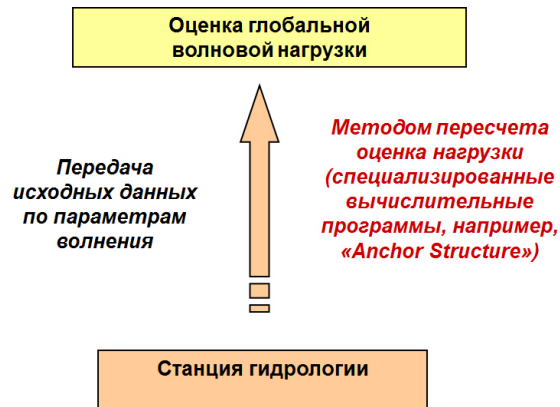


Рис. 5.1.4. Алгоритм автоматизированной оценки глобальной волновой нагрузки
Система геодинамического мониторинга (СГДМ)

Для решения задач обеспечения геодинамической безопасности реализована система геодинамического мониторинга эксплуатируемого нефтегазоконденсатного месторождения, которая представлена на рис. 5.1.5.

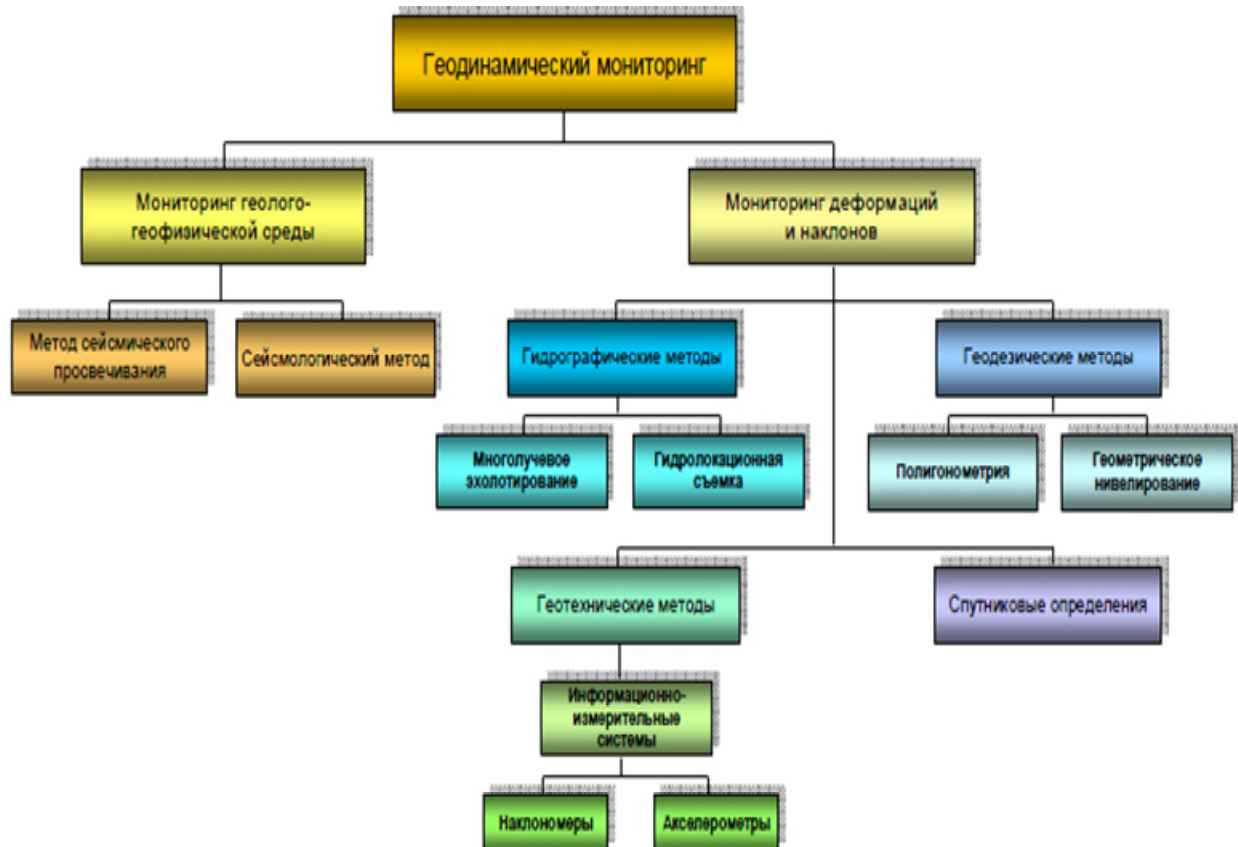


Рис. 5.1.5. Схема организации системы геодинамического мониторинга

К потенциально опасным геодинамическим явлениям, сопутствующим морской нефтегазодобыче относятся:

- сильные деформации и просадки приповерхностных осадочных слоев, приводящие к потере устойчивости платформ, как результат изменения напряженного состояния в резервуаре и его окрестности в процессе нефтегазодобычи;
- природная и техногенная сейсмичность, и сейсмотектонические подвижки, приводящие к смещениям слоев осадочной толщи и потере устойчивости платформы;
- выделение и накопление значительных объемов газа в областях неустойчивого состояния осадочной толщи с угрозой его прорыва на поверхность и возникновения аварийных ситуаций на платформе;
- явление гидроразрыва пластов при закачке воды, приводящее при определенных геодинамических условиях к наведенной сейсмичности и значительным деформациям.

Создание и функционирование геодинамических полигонов (далее – ГДП) на месторождениях нефти и газа осуществляется в целях обеспечения промышленной безопасности и охраны недр. Мониторинг сдвижений земной поверхности на ГДП должен производиться согласно техническому проекту, которым обосновываются технические решения по созданию системы наблюдений за геодинамическими процессами. На ГДП выполняются, как правило, инструментальные наблюдения геодезическими методами. Однако нормативно-техническая документация по организации и техническим требованиям к ГДП для нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе отсутствует.

Для мониторинга опасных геологических процессов, возможных как следствие возбужденной сейсмичности из-за антропогенного воздействия на геологическую среду, устанавливается сейсмологический метод наблюдений.

Задачи, решаемые СГДМ:

- контроль концентрации микросейсмичности в зонах больших деформаций осадочной толщи;
- обнаружение концентрации очагов микроземлетрясений, предвещающих возникновение сильных землетрясений и крупных подвижек по разломам;
- обнаружение геофизических аномалий в среде, вызванных появлением газовых «пузырей»;
- контроль микросейсмичности, связанной с трещинообразованием при внедрении жидкости в пористую среду.

Объектами мониторинга геолого-геофизической среды является непрерывный мониторинг литосферных полей: сейсмического, геоакустического и упругих деформаций и

напряжений.

Методы наблюдения и контроля, реализуемые на ГДП с помощью геофизических наблюдений:

- сейсмологический метод – реализация обеспечивается непрерывными наблюдениями с помощью донных сейсмографов;
- метод сейсмического просвечивания – заключается в контроле состояния верхнего осадочного чехла в районе месторождения и выполняется по записям колебаний буровой платформы, регистрируемыми донными сейсмографами. Скорости поверхностных волн, возбуждаемых резкими колебаниями объектов обустройства месторождения в процессе эксплуатации, сильно зависят от степени загазованности осадков, которая повсеместно наблюдается в Северной части моря.

СГДМ месторождения конструктивно состоит из донной и судовой частей.

Донная часть должна состоять из донных сейсмографов, соединенных донными кабельными линиями с блоком сбора и обработки данных судовой части. На сегментах кабельных линий через каждые 500 м должны быть установлены усилители-ретрансляторы.

Судовая часть состоит из блока сбора и обработки данных, GPS-приемника, блока наклономеров и акселерометров.

На рисунке рис. 5.1.6. представлена блок-схема алгоритма геодинамического мониторинга, а на рис. 5.1.7 - схема геодинамического мониторинга.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

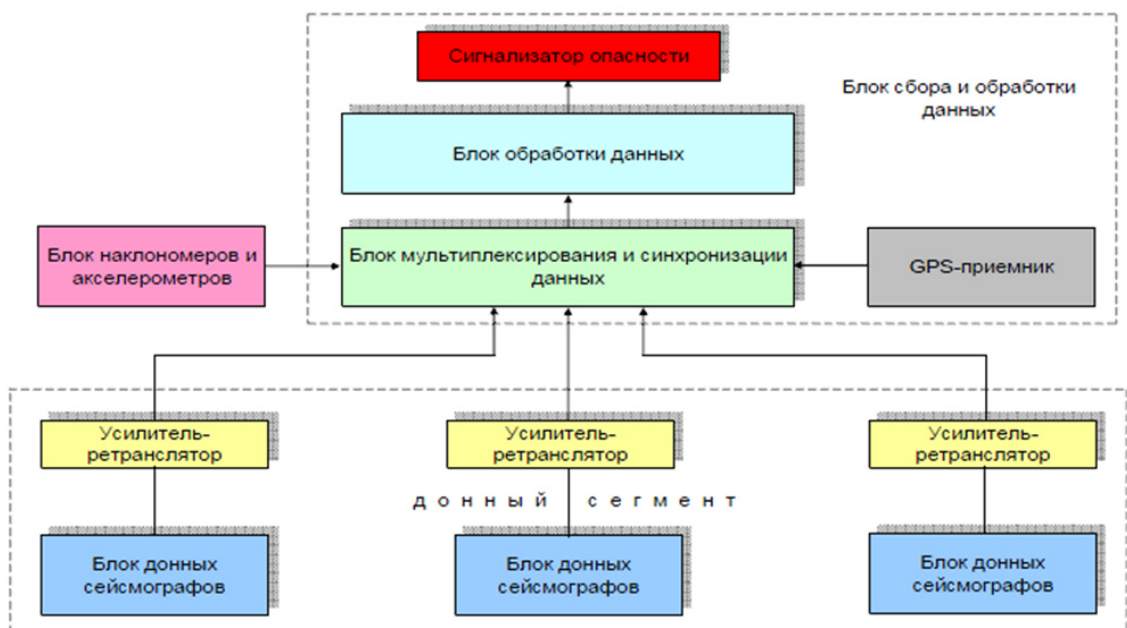


Рис. 5.1.6. Блок-схема алгоритма геодинамического мониторинга

Схема размещения донных сейсмографов

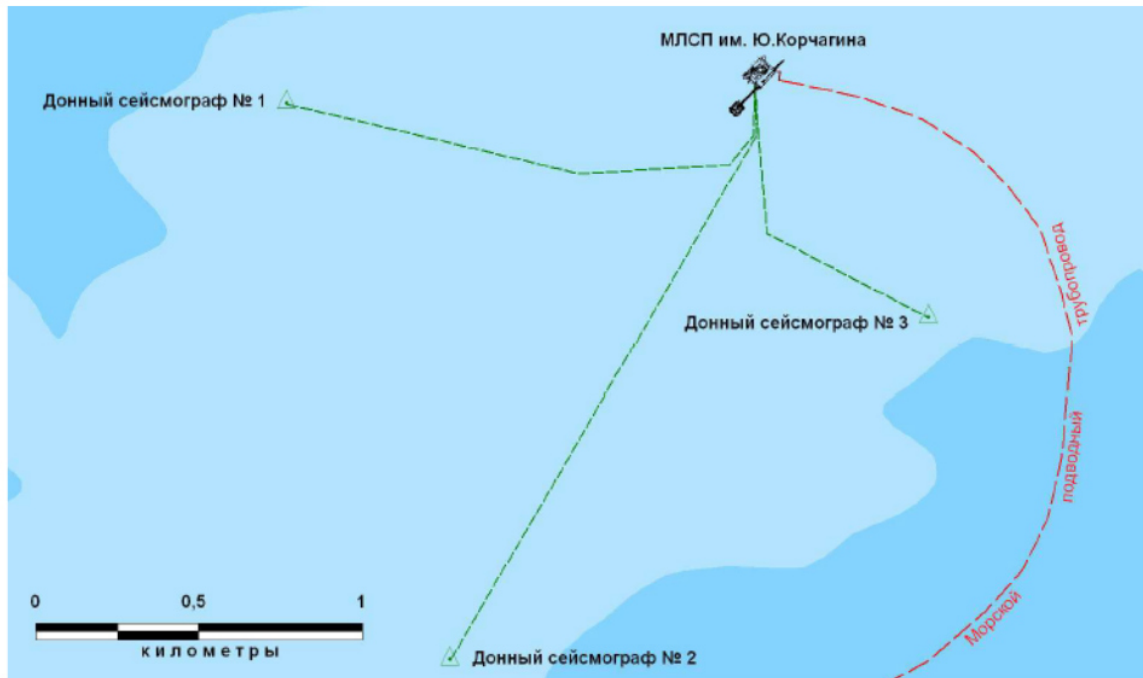


Рис. 5.1.7. Схема геодинамического мониторинга

В процессе эксплуатации СГДМ выяснилось, что платформа периодически испытывает резкие колебания (в соответствии с рисунком 5.1.8), с помощью которых можно выполнять сейсмическое просвечивание верхнего слоя осадков. На рис. 5.1.8 буквой М отмечен момент начала колебаний платформы, зарегистрированный наклономером, буквами R отмечены моменты прихода поверхностных сейсмических волн Релея на донные сейсмические датчики СГДМ от этих колебаний. Время распространения этих волн от платформы до датчиков составляет порядка 3 с, и соответственно скорости волн Релея в осадках составляют 310–320 м/с. длина волны и глубина ее проникновения в осадки — приблизительно 90 м. Методика сейсмического просвечивания верхнего слоя осадков с использованием поверхностных волн, которые периодически возбуждаются резкими колебаниями наклона МЛСП, обеспечила непрерывный мониторинг состояния верхнего осадочного чехла в районе месторождения Им Ю. Корчагина. Скорости поверхностных сейсмических волн сильно зависят от степени загазованности осадков. Концентрация газа может увеличиваться в процессе эксплуатации месторождения, привести к выбросам газа и возникновению аварийных ситуаций, аналогичных трагедии, случившейся на платформе ВР в Мексиканском заливе [77].

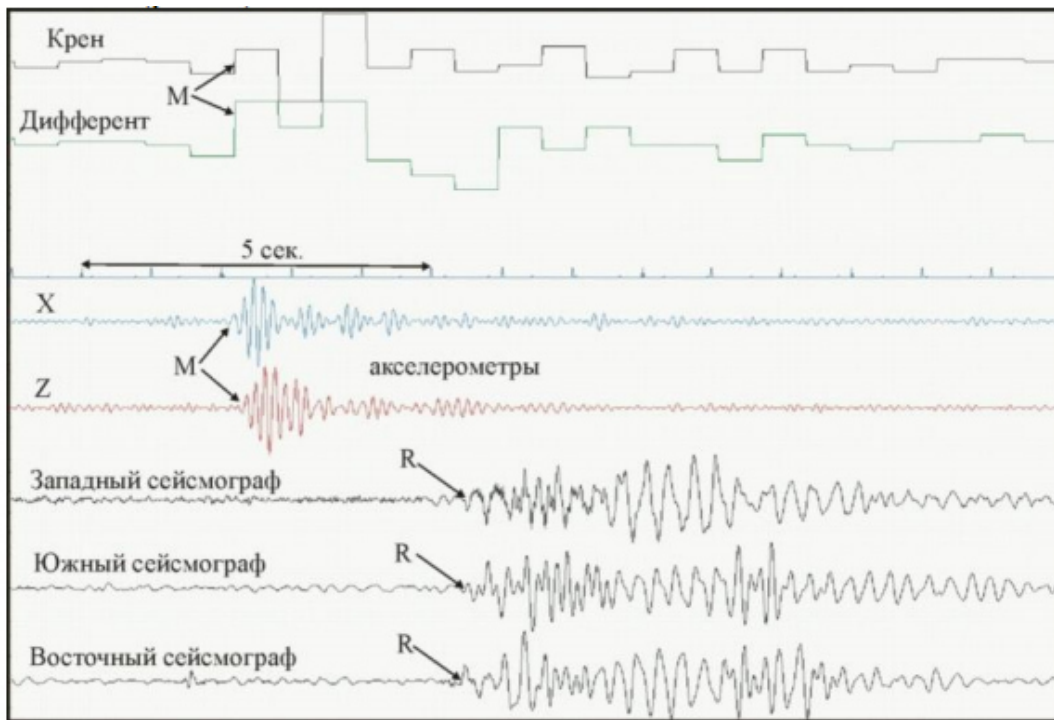


Рис. 5.1.8. Запись колебаний платформы, полученная гидрофоном, сейсмоприемниками, акселерометрами и наклономером СГДМ [77]

Мониторинг грунтового основания

Обычно в части мониторинга грунтового основания выделяются следующие задачи:

- получение натурных данных о физических параметрах и процессах, происходящих в грунтовом основании на протяжении всего периода эксплуатации платформ, первичная обработка данных и хранение информации;
- многоцелевое использование собранных данных с целью предотвращения аварийных ситуаций, связанных с нарушением устойчивости платформы на грунте, а также с целью улучшения условий эксплуатации платформы, прогнозирования ее технического состояния и учета накопленной информации при проектировании последующих сооружений подобного рода.

Номенклатура контролируемых параметров

Для платформы гравитационного типа обычно осуществляется мониторинг следующих параметров, характеризующих состояние грунтового основания:

- давление грунта в подошве кессона
- поровое давление воды в грунтовом основании;
- температура грунта на различных глубинах.

Измерение параметров грунта

Измерение давления грунта (контактных напряжений) позволяет выполнить оценку по результатам натурных наблюдений передаваемой на основание суммарной вертикальной силы.

При действии горизонтальных нагрузок измерение контактных напряжений необходимо для оценки суммарного опрокидывающего момента, а также для определения суммарной горизонтальной силы (в совокупности с измерениями горизонтальных смещений).

Измерение порового давления воды выполняется с целью контроля за процессом фильтрационной консолидации глинистых грунтов и для оценки возможного повышения избыточного давления в песчаных грунтах от динамических горизонтальных нагрузок. Последнее используется для определения степени безопасности системы «платформа – грунтовое основание».

Основной характеристикой грунтов оснований, отражающей динамику геокриологических условий, является температура грунта. В связи с этим организуются и проводятся режимные наблюдения за изменением температур грунтов на различной глубине от зоны контакта грунтового основания и сооружения и на различном расстоянии от блоков эксплуатационных тепловыделяющих скважин.

Измерения указанных выше параметров грунта являются необходимыми для платформ гравитационного типа, устойчивость которых на грунтовом основании обеспечивается за счет собственного веса платформы.

Методы определения глобальной ледовой нагрузки

Основные методы определения глобальной ледовой нагрузки, основанные на различных откликах конструкций объекта:

1. Измерение НДС наиболее нагруженных конструкций объекта при воздействии глобальной ледовой нагрузки;
2. Измерение перемещений объекта в целом при воздействии глобальной ледовой нагрузки;
3. Измерение НДС конструкций объекта, расположенных непосредственно в зоне ледового воздействия.

При определении глобальной ледовой нагрузки по методам 1 и 2 необходимо учитывать факторы, оказывающие дополнительное влияние: переменные грузы, режим работы объекта, состояние грунта в районе крепления свай, трение днища о грунт, колебания уровня воды.

Метод №3 наиболее достоверно отражает реальную величину глобальной ледовой нагрузки, так как напряжения фиксируются в конструкциях, расположенных непосредственно в зоне ледового воздействия.

Наблюдение за ледовой обстановкой

Анализ результатов, полученных в ходе математического моделирования, позволил сделать следующие выводы:

- случайное изменение значения прочности льда при сжатии от точки к точке ледяного покрова хорошо описывается логарифмически нормальным и гамма-распределением;

- значения прочности в точках, расположенных на расстоянии 10 м друг от друга, более слабо коррелированы и могут считаться в практических инженерных приложениях статистически независимыми;

- безразмерные значения максимальной ледовой нагрузки, полученные в ходе численного моделирования в условиях горизонтальной неоднородности прочностных свойств льда, хорошо удовлетворяют логнормальному распределению;

- учет неоднородности характеристик прочности льда приводит к заметному уменьшению расчетного значения коэффициента смятия (до 20%). Расчетная ледовая нагрузка в этом случае, естественно, уменьшается.

Нагрузка на вертикальную и коническую опору от торосистого образования обуславливается нагрузками от верхней части тороса (паруса) и от консолидированного слоя, определяемая по формуле расчета нагрузки от ровного льда, а также нагрузкой от подводной части торосистого образования (киля), состоящего из обломков слабосмерзшегося льда. Совместное вероятностное распределение случайных ледовых величин создаёт предпосылки к возникновению экстремальных ледовых нагрузок.

В связи с этим следует остановиться на следующем. Одним из главных подходов к улучшению оценки возможных экстремальных воздействий является применение методов крупномасштабных испытаний прочности ледяных образований (прочности ровного льда, консолидированного слоя, килей тороса), прямые измерения давления с помощью измерительных панелей, мониторинг динамического поведения льда и др.

Измерения параметров деформирования и разрушения льда дроблением и изгибом регистрировались с помощью датчиков, установленных на льду по ходу ледокола. Подобные эксперименты отражают реальный сценарий взаимодействия льда с сооружением и могут быть использованы для определения действующих ледовых сил и крупномасштабной прочности льда.

Определение параметров ледовых полей осуществляется при помощи комплексов гидрологического контроля имеющих в своем составе донные датчики, вынесенные за пределы платформ.

В состав донного блока входит гидроакустический радар, способный решать следующие задачи:

- измерение скорости и направления движения ледового поля;
- измерение глубины погружения нижней границы льда;
- измерение скорости и направления течений;

- измерение глубины моря в межледовый период;
- измерение параметров волн (амплитуда, период, длина) в межледовый период.

Кроме того, система гидрологического контроля определяет температуру, соленость и химический состав морской воды.

Схема установки датчиков деформации волоконно-оптического типа на конструкциях ледового пояса опорного блока представлена на рисунке 5.1.9

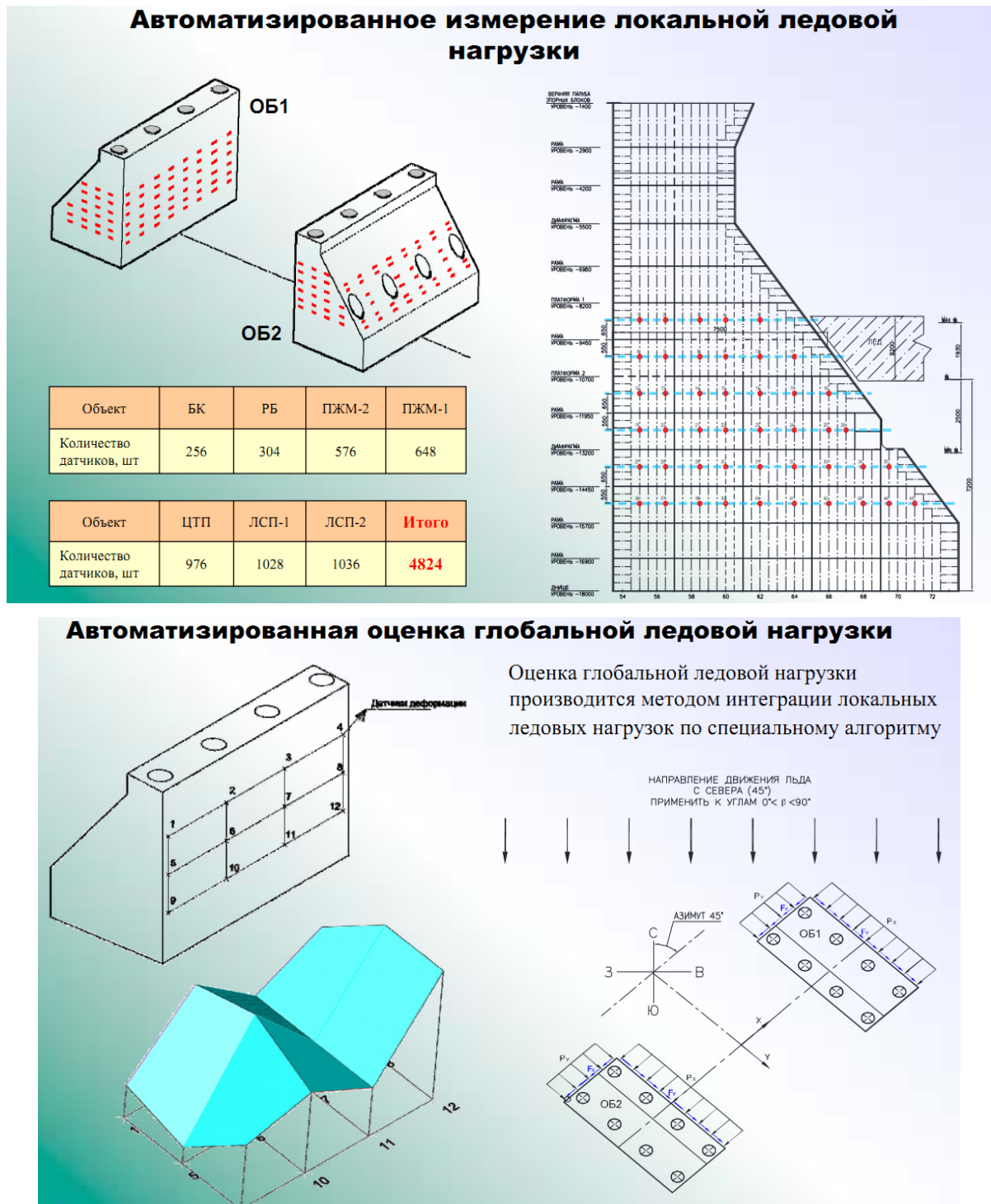


Рис. 5.1.9. Схема установки датчиков деформации волоконно-оптического типа на конструкциях ледового пояса опорного блока

Схема размещения камер видеонаблюдения представлена на рисунке 5.1.10.

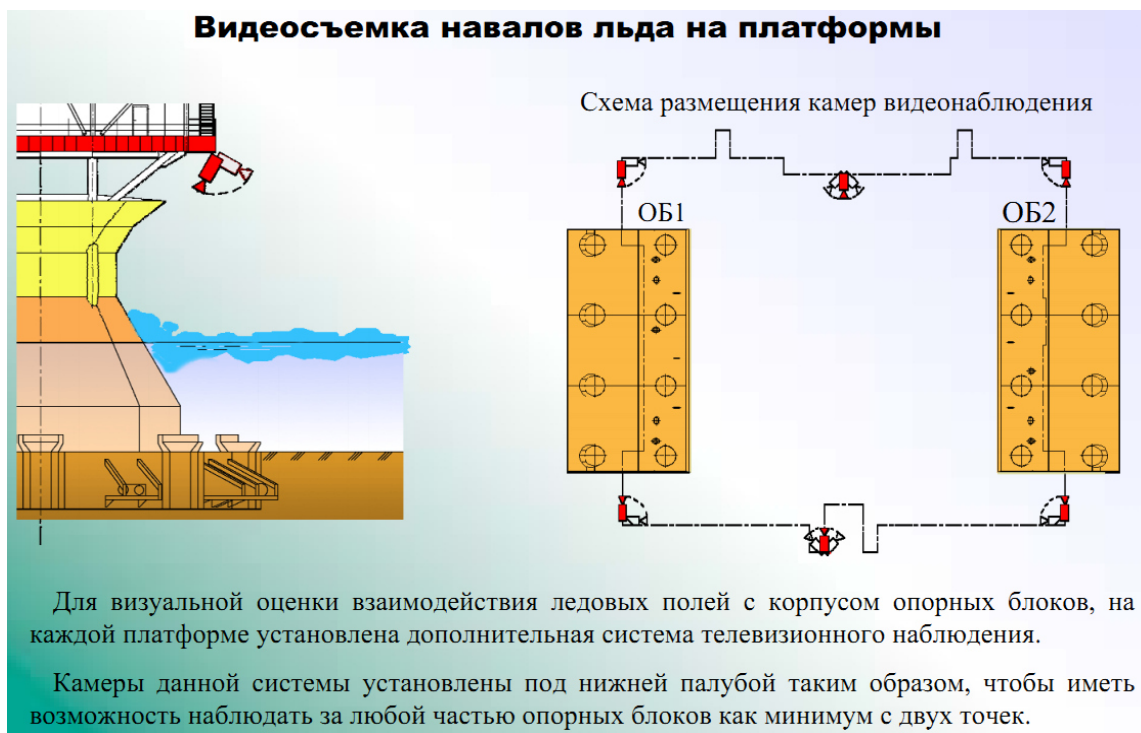


Рис. 5.1.10. Схема размещения камер видеонаблюдения

Структура управления системы натурных наблюдений представлена на рисунке 5.1.11.

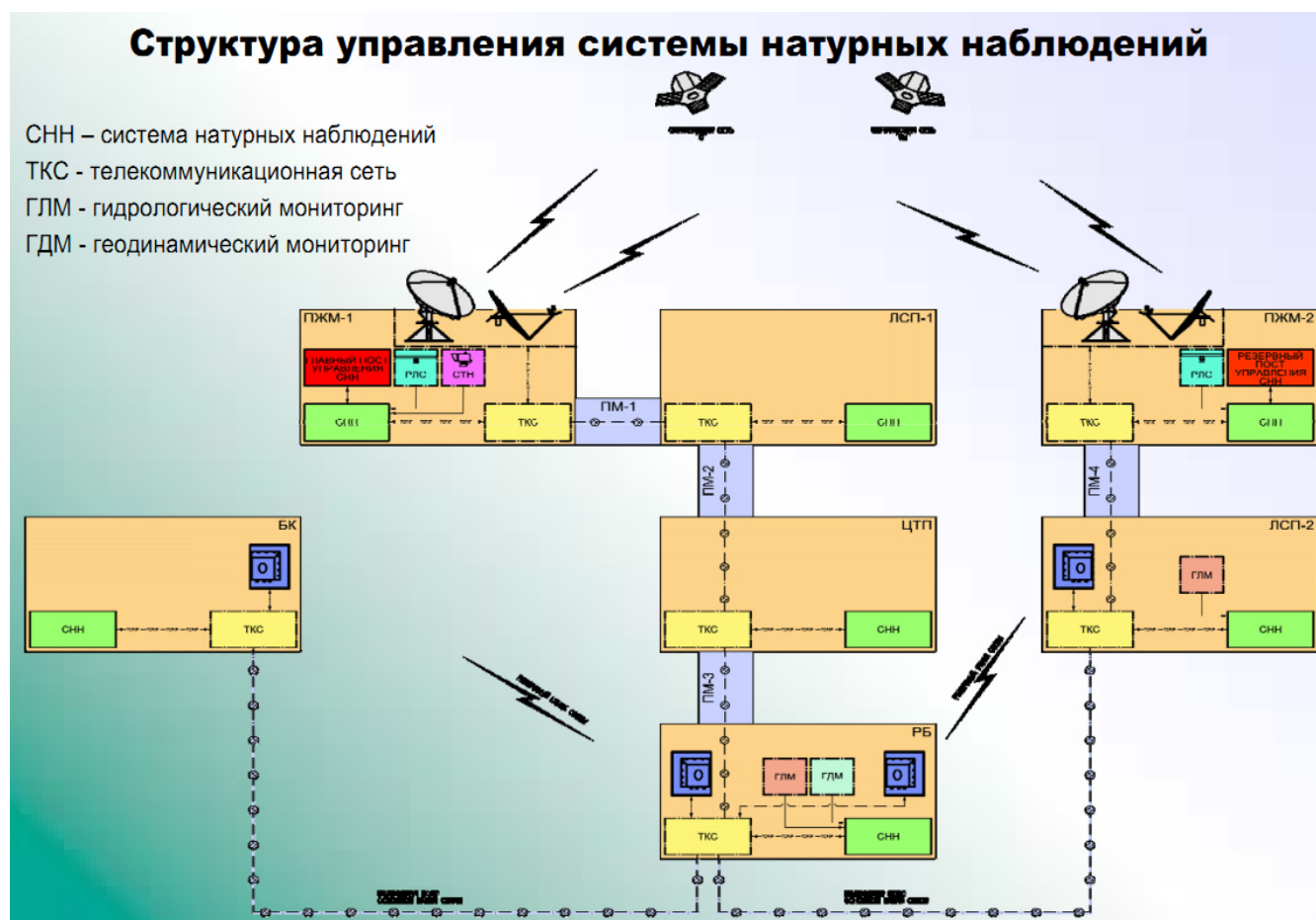


Рис. 5.1.11. Структура управления системы натурных наблюдений

Мониторинг пространственного положения платформы

Выбор системы мониторинга перемещений определяется необходимой точностью измерения линейных и угловых перемещений платформы, которые должны быть заданы Заказчиком, исходя из условий безопасной эксплуатации платформы.

Для платформы критические линейных и угловых перемещений, например следующие:

- горизонтальное перемещение верхнего участка сваи равное 1 м приводит к наступлению критического состояния.
- вертикальное перемещение верхнего участка сваи равное 0.1 м приводит к наступлению критического состояния.
- при максимальной нагрузке, критическое значение крена составляет $0,5^\circ$.

Исходя из указанных критериев положения платформы, которые требуется периодически контролировать, в проекте системы мониторинга его положения выбран измерительный комплекс в составе:

- инерциальной системы контроля угловых перемещений Octans производства компании XBlue, Франция (в соответствии с рисунком 5.1.12);
- спутниковой навигационной системы контроля пространственных перемещений AG372 производства компании Trimble, США (в соответствии с рисунком 5.1.13).



Рисунок 5.1.12 - Общий вид системы Octans



Рисунок 5.1.13 - Общий вид спутниковой навигационной системы Trimble AG 372.

Определение размывов, намывов и состояния грунта

Наиболее эффективным способом выполнения визуального контроля грунтового основания в окрестности платформы является использование телеуправляемого подводного аппарата (ROV) США (в соответствии с рисунком 5.1.14).



Рисунок 5.1.14. Опускание/сброс ROV с бортаплатформы

Подводный аппарат опускается непосредственно с борта платформы на кабеле и проводится первоначальное визуальное обследование донного грунта и подводных элементов конструкции с использованием пульта оператора и специального программного обеспечения. Одновременно регистрируется глубина по траектории движения ROV.

Обнаружение размывов или намывов с помощью ROVVideoRay производится путём сопоставления локального уровня воды, данных датчика давления ROV и показаний эхолотационной системы ROV при его движении над дном.

Датчик измерений порового давления в массиве грунтов

Датчик порового давления цифровой (далее ДПДЦ) «KPD-PA Pore Pressure Gauges», предназначен для измерения поровых давлений в грунтовом массиве и преобразования полученных измерений в цифровой код в период изысканий, строительства и эксплуатации сооружений 1-го уровня ответственности, а также при мониторинге природных оползневых процессов.

ДПДЦ может применяться в автоматизированных системах мониторинга опасных геологических процессов (в соответствии с рисунком 5.1.15).

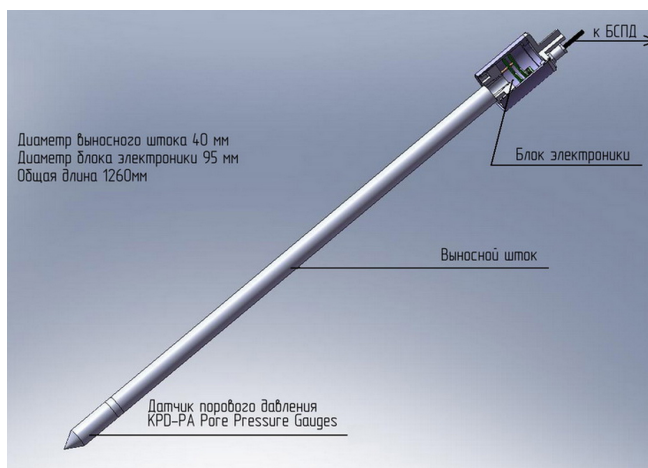


Рис. 5.1.15. Общий вид без устройства установки KPD-PA Pore Pressure Gauges.

Методика проведения измерений порового давления в массиве дисперсных грунтов

Выбор места и глубины размещения датчика производится согласно геологическому разрезу, например, в слоях с повышенным водопритоком или в так называемых пlyingунах и т.д.

Датчик погружается в днище скважины путем задавливания штока с конусным наконечником, в котором расположен измерительный преобразователь порового давления. В качестве задавливающего устройства может использоваться буровой станок.

После задавливания производится измерение порового давления с частотой не менее 1 раз в час.

Основные технические данные и характеристики:

Диапазон измерений порового давления:	от 0 до 500 кПа
Разрешающая способность ДПДЦ при измерении порового давления, не хуже:	0,311·10 ⁻³ кПа
Диапазон измерений температуры, не менее:	от 0 до 50 °С
Разрешающая способность ДПДЦ при измерении температуры, не хуже:	0,0625 °С
Основная абсолютная погрешность измерения температуры, не более:	0,5 °С
Скорость передачи данных по последовательным портам, бит/с:	от 9600 до 115200
Объем буферной памяти, байт, не менее:	512

Определение потенциально опасных ситуаций и анализ критериев состояния МНГС

Причины возникновения опасных ситуаций:

- аномальные внешние воздействия сил (лед, ветер, течение, волнение);
- аномальное поведение грунта (проседание, сдвиг, землетрясение);
- неправильная эксплуатация объектов;
- строительный брак в конструкциях;

- усталостные разрушения.

Сопровождающее следствие:

- смещение платформ;
- смещение переходных мостов;
- рост параметров НДС в трубопроводах переходных мостов;
- рост параметров НДС в металлоконструкциях корпуса.

Результат:

- разрушение водоотделяющих колонн на ЛСП-1, ЛСП-2, БК;
- разрушение трубопроводов на переходных мостах;
- локальные повреждения металлоконструкций.

Объекты обустройства месторождений Каспийского моря являются морскими гидротехническими сооружениями. Они имеют постоянное местоположение и достаточно продолжительный срок службы – 30-35 лет, на протяжении которого должны удовлетворять целому ряду требований по прочности, устойчивости и деформативности, характерных для гидротехнических сооружений.

В 1997 году принят и вступил в силу Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». В развитие закона «О безопасности гидротехнических сооружений» была разработана и введена в действие с 01.01.2001 г. «Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений» [253], которая вполне может быть применима для определения критериев безопасного состояния для объектов обустройства месторождений Каспийского моря. Указанная методика использует, кроме перечисленных выше, следующие понятия: контролируемые показатели – измеренные на данном сооружении с помощью технических средств или вычисленные на основе измерений количественные характеристики, а также качественные характеристики состояния ГТС.

Диагностические показатели – наиболее значимые для диагностики и оценки состояния ГТС контролируемые показатели, позволяющие дать оценку безопасности и состояния платформы в целом или отдельных ее элементов.

5.2. Оценка опасного состояния свайного фундамента на примере одной из нефтяной платформы на Каспийском море

Для рассматриваемой конкретной платформы (Блок-кондуктор м/р Им. В.Филановского) следует проанализировать критерии состояния ее безопасной эксплуатации.

Анализ критериев состояния МНГС

К1 – первый (предупреждающий) уровень значений диагностических показателей, при достижении которого устойчивость, механическая прочность ГТС еще соответствуют условиям нормальной эксплуатации.

К2 – второй (предельный) уровень значений диагностических показателей, при превышении которого эксплуатация ГТС в проектных режимах недопустима.

Эксплуатационные состояния гидротехнических сооружений можно подразделить на:

нормальное – состояние сооружения, при котором сооружение соответствует всем требованиям нормативных документов и проекта, при этом значения диагностических показателей состояния сооружения не превышают своих критериальных значений К1;

потенциально опасное – состояние, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало большим (меньшим) своего первого (предупреждающего) уровня критериальных значений (К1) или вышло за пределы прогнозируемого при данном сочетании нагрузок интервала значений. Потенциально опасное состояние сооружения не отвечает нормативным требованиям, при этом сооружение может эксплуатироваться в течение ограниченного времени с ограничением (при необходимости) проектных режимов эксплуатации;

предаварийное – состояние, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало большим (меньшим) второго (предельного) уровня критериальных значений (К2). В этом случае эксплуатация сооружения в проектных режимах недопустима без оперативного проведения мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности и без специального разрешения соответствующего надзорного органа.

Безопасность гидротехнического сооружения считается полностью обеспеченной, если эксплуатационное состояние ГТС оценивается как нормальное.

Превышение одним или несколькими диагностическими показателями второго (предельного) уровня критериальных значений К2 следует считать признаком наступления состояния, при котором дальнейшая эксплуатация ГТС в проектных режимах является нарушением Федерального закона с вытекающей отсюда ответственностью. С наступлением данного состояния эксплуатирующая организация обязана известить об этом орган надзора и незамедлительно приступить к проведению мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности. Впредь до восстановления требуемого уровня безопасности должны быть введены ограничения на режимы эксплуатации гидротехнического сооружения. Все мероприятия по восстановлению нормального состояния и ограничения на режимы эксплуатации сооружений должны осуществляться под непосредственным контролем органа надзора.

С учетом изложенной выше концепции, для платформ в Каспийском море в качестве критериев безопасного состояния следует принять характерные значения диагностических параметров двух типов ($K1$, $K2$), при превышении которых становится невозможной нормальная эксплуатация сооружения в проектных режимах.

В качестве наиболее характерных параметров состояния платформы предлагается принять величины горизонтальных смещений платформы вдоль осей x и y и углов поворота платформы вокруг горизонтальных и вертикальной осей, характеризующие перемещения платформы как жесткого целого.

Значения диагностического параметра $K1$ предлагается принять равными значениям смещений и углов поворота, определенным выполненными в процессе проектирования платформ статическими расчетами. Значения диагностического параметра $K2$ предлагается принять равными произведению $K1$ на величину 1.25, определенную как коэффициент надежности по назначению для гидротехнических сооружений первого класса.

В связи с тем, что перемещение платформы вдоль вертикальной оси Z (долговременное перемещение) происходит равномерно в течение периода эксплуатации платформы, целесообразно осуществлять измерение клиренса, т.е. возвышения нижней поверхности палубы платформы над поверхностью моря периодически с помощью переносных приборов.

Для контроля прочности платформы, в качестве диагностического параметра $K1$ предлагается принять напряжения в металлических конструкциях платформы, равные $0,8 \sigma_T$, а в качестве диагностического параметра $K2$ – напряжения, равные σ_T (σ_T - предел текучести корпусной стали) (представлено на рисунке 5.2.1).

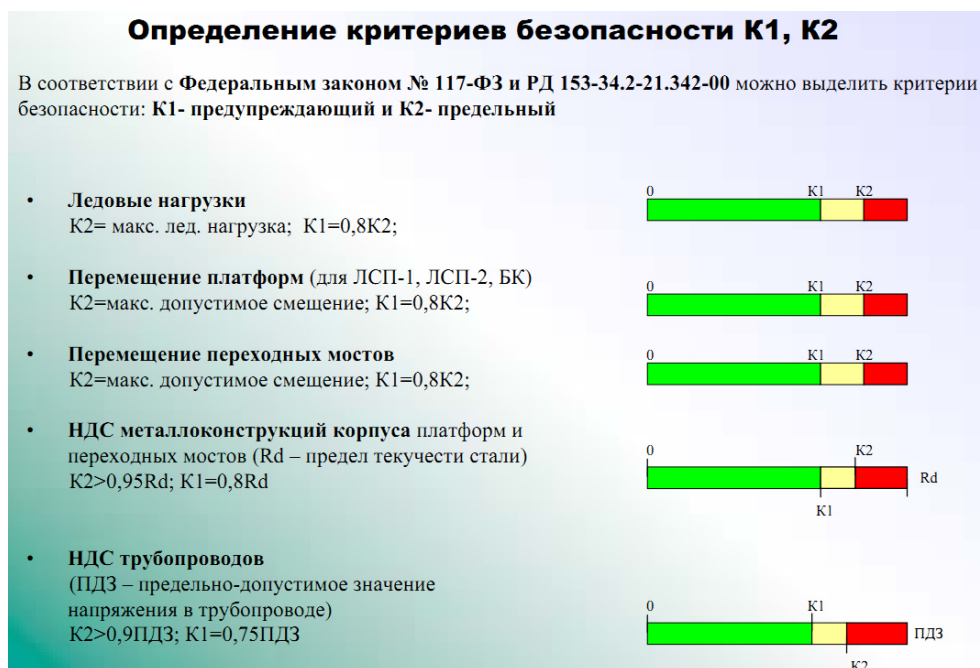


Рис. 5.2.1. Определение критериев безопасности ($K1$ и $K2$)

Критерий опасного состояния свайного фундамента платформы

В качестве наиболее вероятного принимается следующий сценарий наступления опасного состояния.

Появление горизонтальных перемещений свайного фундамента, превосходящих заданное в проекте значение, что приводит к нарушению технологических требований. Предполагается, что под действием горизонтальных сил и изгибающих моментов вследствие появления в грунте основания необратимых процессов, параметр его поперечной жесткости снижается до такой степени, что максимальное перемещение верхнего конца сваи превысит допускаемое значение. В качестве предельных допустимых горизонтальных перемещений принята величина 0,676 м (значение 965 мм используется с 30% запасом в безопасную сторону).

Прочие критерии наступления опасного состояния свайного фундамента (по устойчивости грунтового массива, утрате несущей способности грунта основания и т.п.) оказываются неэффективными, поскольку в данном случае ограничения по перемещениям оказываются наиболее консервативными по сравнению с остальными.

При наступлении описанного состояния ухудшаются жесткостные характеристики конструкции БК как упругой системы, что приводит к уменьшению собственных частот колебаний БК. Таким образом, возможна оценка состояния свайного фундамента посредством анализа его собственных частот колебаний в случае, если известно следующее:

- зависимость собственных частот БК при изменении жесткости заделки на грунте (закрепление опорной части платформы в грунте на сваях может быть смоделировано в виде совокупности упругих опор в точках установки свай).
- изменение жесткости горизонтальной упругой опоры при вариации параметров жесткости грунта.
- критическое значение параметров жесткости грунта под действием принимаемых в проекте изгибающих моментов и поперечных сил при наступлении опасного состояния по принятому критерию.

Для определения последних двух параметров принимается модель «балки на упругом основании». В качестве параметра жесткости грунта используется коэффициент пропорциональности K , определяющий переменный по глубине коэффициент постели упругого основания z в формуле:

$$c(z) = K * z \quad (5.2.1)$$

Для определения критического значения K выполнена серия из 300 конечно-элементных

расчетов для последовательности значений K от 1000 кН/м^4 до 2 кН/м^4 с шагом:

$$\Delta K = -3,38 \text{ кН/м}^4.$$

Таким образом, получена зависимость прогиба сваи от жесткости упругого основания (рисунок 5.2.2).

Исходные данные, используемые в расчете, представлены в таблице 5.2.1.

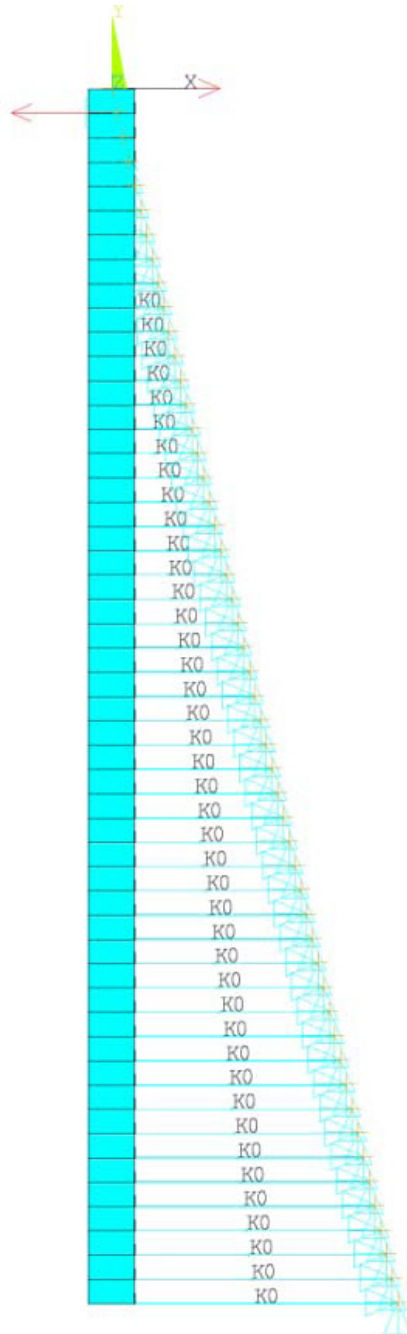


Рисунок 5.2.2. Расчетная схема системы «свая – грунт основания»

Первая стадия, которая наблюдается при уменьшении коэффициента пропорциональности вплоть до $K_1 = 154 \text{ кН/м}^4$, представляет собой монотонное увеличение податливости грунта.

При дальнейшем уменьшении коэффициента пропорциональности ослабление грунта переходит в неустойчивую стадию.

При достижении $K_2 = 44 \text{ кН/м}^4$ максимальные перемещения достигают 70% от допускаемых, что свидетельствует о наступлении опасного состояния по принятому критерию.

Таким образом, принято, что: состояние фундамента при $44 \text{ кН/м}^4 < K \leq 150 \text{ кН/м}^4$ считается нежелательным, при $K \leq 44 \text{ кН/м}^4$ – предаварийным.

Таблица 5.2.1

Исходные данные для конечно-элементного анализа.

Параметр	Значение
Диаметр наружный, D, м	2,134
Заглубление сваи от днища ОЧ (п.8.14 СП24.13330.2011), L_0 , м	67,00
Длина верхнего участка под днищем, м	18,00
Длина нижнего участка, м	49,00
Длина верхнего участка над днищем (ростверк), м	5,48м
Общая длина сваи, L, м	72,48м
Площадь поперечного сечения верхнего участка с коррозией, $A_{в1}$, м ² :	0,327
Площадь акселерометров нижнего участка с коррозией, $A_{н1}$, м ² :	0,133
Момент инерции поперечного сечения верхнего участка, J_{yn} , м ⁴ :	0,178
Момент инерции поперечного сечения нижнего участка, J_{un} , м ⁴ :	0,074
Модуль деформации, E, кПа:	2,1E+08
Максимальное расчетное значение изгибающего момента в оголовке сваи M_0 , МН·м	32
Максимальное расчетное значение поперечной силы в оголовке сваи H_0 , МН	6,5

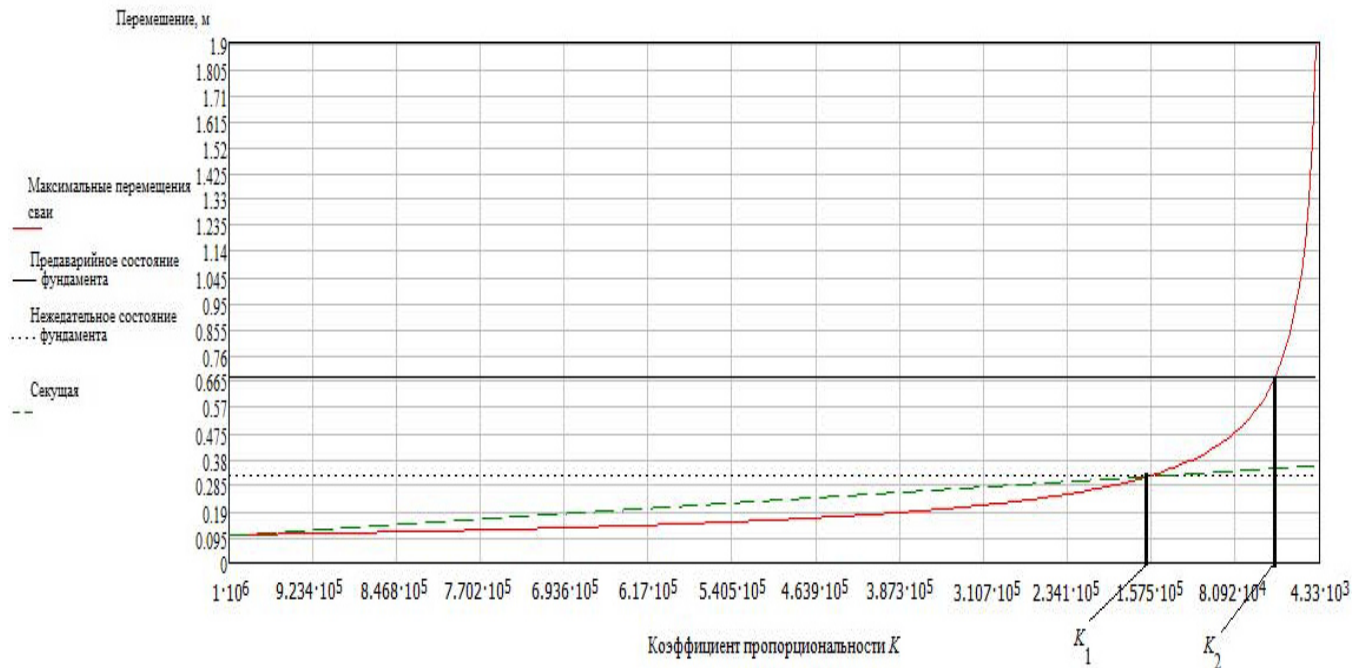


Рис. 5.2.3. Максимальные перемещения сваи при вариации коэффициента пропорциональности K

Для получения исходного значения коэффициента пропорциональности K_0 , соответствующего нормальному состоянию свайного фундамента, применяются аналогичные операции. Максимальные действующие горизонтальные перемещения свайного фундамента под действием максимальных расчетных нагрузок составляют около 175 мм (по данным расчетов). По графику зависимости максимального прогиба сваи от коэффициента пропорциональности K (рисунок 5.2.3), задавшись величиной перемещения 0,175 м (по оси ординат), получаем соответствующий коэффициент пропорциональности $K_0 = 417 \text{ кН/м}^4$ (по оси абсцисс).

Для определения значений коэффициентов жесткости горизонтальных упругих опор, соответствующих нормальному, нежелательному и предаварийному состояниям, произведен расчет перемещений сваи при действии единичной горизонтальной силы с использованием той же расчетной модели. В результате получено:

- в начальном состоянии жесткость упругой опоры составляет $k_0 = 36,96 \text{ МН/м}$,
- наступлению нежелательного состояния свайного фундамента соответствует упругая опора с коэффициентом жесткости $k_1 = 19,99 \text{ МН/м}$,
- наступлению предаварийного состояния соответствует значение коэффициента жесткости упругой опоры $k_2 = 9,4 \text{ МН/м}$.

Вертикальная жесткость свай моделируется также при помощи вертикальных упругих опор, податливость которых вычисляется как вертикальное перемещение сваи при единичной

вертикальной силе. В результате расчетов жесткость такой опоры принимается как $k_{0z} = 141$ МН/м.

Для анализа собственных частот колебаний БК при различных значениях коэффициентов жесткости упругих опор использовалась конечно-элементная модель аналогичного БК (месторождение Им. В. Филановского, см. рисунок 5.2.4).

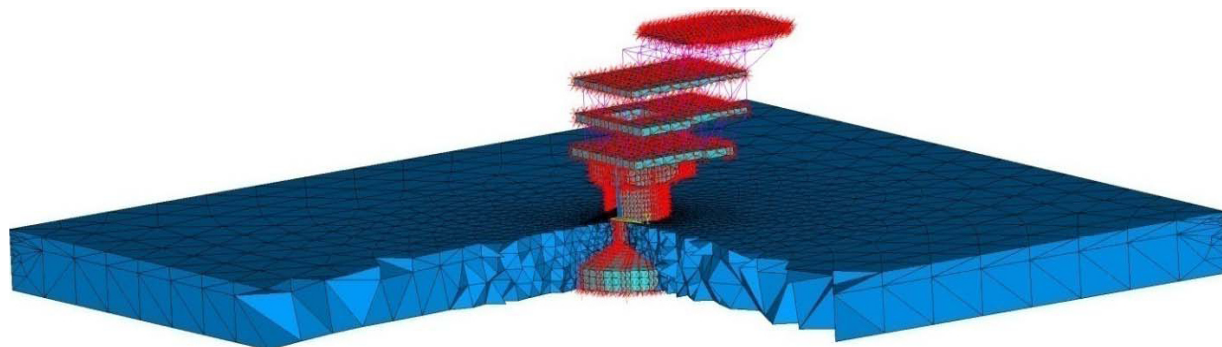


Рис. 5.2.4. Конечно-элементная модель БК

В результате получены оценки смещений низшей собственной частоты колебаний БК в нежелательном и предаварийном состояниях свайного фундамента (таблица 2.1.2).

Таблица 5.2.2

Изменение низшей собственной частоты колебаний БК при изменении жесткости упругих опор

Состояние свайного фундамента	Коэффициент жесткости горизонтальной упругой опоры, МН/м	Низшая собственная частота, Гц	Приращение низшей собственной частоты в% относительно начального значения
Нормальное	36,956	0,874	–
Нежелательное	19,989	0,765	-12,5
Предаварийное	7,572	0,599	-31,4

ВЫВОДЫ

1. В процессе выполнения главы по мониторингу были решены следующие задачи:
 - рассмотрен диапазон внешних нагрузок действующих на объекты (платформы и переходные мосты, трубопроводы);
 - определены критерии безопасности объектов (диагностических параметров, на основании которых можно судить о безопасности эксплуатации объектов);

- разработана система автоматизированного контроля НДС корпусных конструкций платформ и переходных мостов, а также трубопроводов платформ и переходных мостов;
- разработана система автоматизированного измерения параметров коррозии трубопроводов;
- разработана система автоматизированного определения локальных и глобальных ледовых нагрузок, глобальных волновых нагрузок;
- разработаны системы автоматизированного определения пространственного положения объектов (горизонтальных и вертикальных смещений наклонов и поворотов);
- разработаны системы автоматизированного измерения линейных ускорений;
- разработана система наблюдения за ледовой обстановкой;
- разработана подсистема сбора, обработки и представления информации, обеспечивающей администрирование всех систем комплекса натурных наблюдений на всех платформах и передачу обработанных данных на береговые центры Заказчика;

2. При организации мониторинга природно-технических систем «Геологическая среда – строительный объект – морская среда» необходимо включать наблюдения за движением газа в грунтах, перемещениями оснований нефтяных платформ при воздействии динамических нагрузок, ледовой и волновой обстановкой, поведением корпусных конструкций платформ. Вся система измерений должна работать в автоматизированном режиме. Непрерывный автоматизированный мониторинг МНГС может использоваться для накопления материалов (опытная база), которые в дальнейшем можно использовать в научных исследований.

3. В настоящее время устоявшейся общемировой практикой является проведение периодических инспекций и обследований с последующим анализом полученных результатов и, в случае необходимости, выдачей рекомендаций о необходимости осуществления ремонтных или восстановительных мероприятий. Также по итогам оценки фактического состояния конструкций вносится корректировка в программу инспекций.

Одним из главных акцентов при разработке концепции системы мониторинга является выбор способов мониторинга – непрерывный автоматизированный (on-line) мониторинг, а дополнение к нему – мониторинг на основе периодических инспекций и обследований.

Представленная система мониторинга непрерывного наблюдения за объектами МНГС уникальна и разработана впервые в мире. Эту систему планируется реализовать в ближайшем времени на объектах МНГС лицензионном участке компании НК ОАО «ЛУКОЙЛ» в Каспийском море.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты выполненной автором диссертации о теоретических и практических исследованиях по проблемам прогнозирования опасных инженерно-геологических условий и оценки возможности применения метода инженерно-геологических аналогий на месторождениях нефти и газа Каспийского моря дают возможность сделать следующие выводы.

1. Установлено, что большое количество научных разработок и значительный опыт практического применения аналогий для решения частных инженерно-геологических задач обеспечивают возможность дальнейшего развития метода ИГА применительно к изысканиям на шельфе. Использование метода инженерно-геологических аналогий позволяет оптимизировать систему размещения платформ, а также давать предварительную оценку их устойчивости. Одной из важнейших задач, решаемых методом инженерно-геологических аналогий, является превентивное установление нормативных показателей физико-механических свойств грунтов оснований с целью реализации высоких темпов проведения инженерных изысканий и проектирования, часто осуществляющихся параллельно. Установлено, что чем выше категория изученности инженерно-геологических условий, тем более оправданным является применение метода ИГА.

В нормативных документах по инженерным изысканиям приведены лишь самые общие рекомендации к реализации метода аналогий. Отсутствуют необходимые для практических целей методические конкретизации, особенно по отношению к инженерно-геологическим изысканиям на шельфе. Всё это обуславливает необходимость развития и совершенствования нормативно-методической базы.

2. При применении метода ИГА для конкретной стадии проектирования работ предполагается наличие определённого уровня инженерно-геологической информации о месторождениях аналогах-прототипах в объёме, необходимом и достаточном для обоснования переноса данных на изучаемый объект. С целью объективной оценки инженерно-геологической информации разработана условная классификация территорий по степени изученности инженерно-геологических условий применительно к разным стадиям геологических изысканий и выделены категории инженерно-геологической изученности территории по комплексу критериев (наличие и детальность инженерно-геологической информации). Чем выше категория изученности инженерно-геологических условий, тем более оправданным является применение метода ИГА.

3. Проведённые исследования показали, что специфика применения метода инженерно-геологических аналогий в условиях месторождения определяется особенностями его природно-

технических систем (ПТС), различной степенью инженерно-геологической изученности городских территорий, а также стесненными условиями и сжатыми сроками проведения изысканий. Анализ современных научных концепций ПТС позволил заключить, что в условиях морской среды метод аналогий целесообразно применять с позиций ПТС «Геологическая среда – Нефтегазовая платформа – Морская среда». Такая ПТС включает инженерное сооружение, часть геологической среды и морской среды в пределах области их взаимодействия. В результате рассмотрения существующих представлений о «морской среде» было принято определение, наиболее ориентированное на проведение геологических изысканий и разработку нефтяных месторождений: среда месторождения – понятие, включающее совокупность геологической среды, инженерных объектов (нефтедобывающих платформ) и сооружений, природно-климатических условий, сейсмических условий и инженерно-геологических условий.

4. В результате исследований установлено, что присутствие в разрезах «слабых» грунтов мангышлакского комплекса, способных к медленной консолидации и осадкам даже при небольших дополнительных нагрузках, является вследствие возможных неравномерных осадок опор сооружений МНГС чрезвычайно важным фактором, требующим специальных решений при разработке проекта их постановки и дальнейшей безаварийной эксплуатации.

5. В районе Каспийского моря отмечены скопления газа в грунтах только в придонном слое (по анализам сейсмоакустического профилирования).

В целом насыщенность грунтов газом является фактором, осложняющим инженерно-геологические условия. Данный факт также необходимо учитывать при расчетах несущей способности свайных фундаментов МСП и опорных колонн СПБУ.

По полученным данным (в ходе динамических испытаниях грунтов на сейсмические, волновые и ледовые воздействия), выявлено, что перечисленные выше динамические нагрузки негативно влияют на грунт, снижая его физико-механические параметры.

Сочетание негативного влияния опасного свободного мелкозалегающего газа и динамических нагрузок необходимо учитывать при расчетах несущей способности свайных фундаментов морских нефтегазопромысловых сооружений (МСП) и опорных колонн самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ). Автором предложены коэффициенты для расчета устойчивости свайных фундаментов нефтяных платформ и оценки заглубления опорных колонн СПБУ на шельфе Каспийского моря. Для расчетов несущей способности грунтов до глубины 30 метров применять понижающий коэффициент в 25% (так как снижались физико-механические параметры грунтов от влияния на них «опасного свободного газа» и «динамических внешних нагрузок»):

Установлено, что разница величин пенетрации без снижений физико-механических свойств грунтов и после снижения значительна, и, следовательно, неправильно принятые

решения по методике расчетов опорных колон СПБУ, либо опорного основания нефтяных платформ (МСП) на шельфе, очень сильно повлияют на безопасность эксплуатации гидротехнических сооружений;

Из полученных результатов исследований выявлено, что для площадок северной части Каспийского моря запас допускаемой величины пенетрации опорных ног СПБУ достаточно большой, но для площадок центральной части Каспийского моря такой «запас» отсутствует, что может привести к авариям буровых установок. Запас допускаемой величины осадки опорных оснований нефтяных платформ (МСП) отсутствует, и, поэтому, также может привести к авариям.

После приведенного в диссертации анализа данных по геологии, инженерно-геологическим изысканиям и другой информации, касающейся проектированию нефтегазодобывающих платформ и постановок СПБУ на грунт, можно сделать вывод о том, что геологические и геотехнические данные (методики расчетов и проектирования СПБУ и нефтегазодобывающих платформ, глобальные данные по геологии и геотехники и т.п.) о хорошо изученном на данный момент северной части Каспийского моря можно применить к новым перспективным месторождениям Каспийского моря, которые будут разрабатываться в будущем (в северной и центральной частях Каспийского моря, в перспективе – в Южной части Каспийского моря). Данный опыт, возможно, можно применить к другим морям, где присутствуют схожие условия (наличие свободного газа в грунтах, схожие гидрометеорологические условия, в частности – ледовые, волновые и сейсмические, воздействующие на нефтегазодобывающие платформы своими циклическими нагрузками). Это даст большую экономию денег и производственного времени при проектировании нефтегазодобывающих платформ (МСП) и проектах на установку СПБУ на грунт.

А комплексный учет всех возможных опасных геологических процессов и явлений при проектировании объектов МНГС даст достаточную безопасность в эксплуатации СПБУ и МСП.

6. Опасный «свободный» мелкозалегающий газ существенным образом влияет на физико-механические свойства грунтов оснований платформ. Величины снижения расчетных характеристик грунтов за счет влияния свободного газа могут достигать 20%. Кроме того, может произойти прорыв газа к поверхности дна, что негативно скажется на безопасности эксплуатации морских нефтяных платформ и самоподъемных плавучих буровых платформ (СПБУ).

7. Выявлены конструктивные особенности свайного фундамента нефтяных платформ из-за присутствия в грунтах мелкозалегающего опасного свободного газа. Установлено, что в конструкциях свайного фундамента нефтяных платформ на шельфе: башмаки (уширенные пяты

свай) не должны использоваться из-за негативного перепада давления в грунтах при забивке свай. Установлено, что изменения в толщине сваи изнутри могут считаться допустимыми лишь, в случае если толщина стенки увеличивается от острия до оголовка (а уменьшения на внешних стенках свай создают благоприятные условия для образования газовых опасностей для нефтяных платформ).

А также, опираясь на исследования, изложенные выше автор рекомендует:

- башмаки (уширенные пяты свай) не должны использоваться из-за негативного перепада давления в грунтах при забивке свай;
- изменения в толщине сваи изнутри могут считаться допустимыми, только если толщина стенки увеличивается от острия до оголовка (а уменьшения на внешних стенках свай создают благоприятные условия для образования газовых опасностей для нефтяных платформ);
- проводить изучения участка перед установкой платформы с целью измерения порового давления и степени газонасыщенности;
- установку пьезометров для отслеживания изменений со временем значений порового давления;
- осуществлять периодические исследования (при помощи водолазов и удаленно управляемых устройств) для определения аномалий любого рода на дне рядом со сваями (образование кратеров).

8. При организации мониторинга природно-технических систем «Геологическая среда – строительный объект – морская среда» необходимо включать наблюдения за движением газа в грунтах, перемещениями оснований нефтяных платформ при воздействии динамических нагрузок, ледовой и волновой обстановкой, поведением корпусных конструкций платформ. Вся система измерений должна работать в автоматизированном режиме. Непрерывный автоматизированный мониторинг МНГС может использоваться для накопления материалов (опытная база), которые в дальнейшем можно использовать в научных исследований.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТЗ – аномалиям типа «залежь»
БК – платформа «Блок-кондуктор»
БСВ – Балтийская система высот
БСПД – беспроводные сети передачи данных
ГДМ – геодинамический мониторинг
ГДП – геодинамический полигон
ГЛМ – гидрологический мониторинг
ГТС – гидротехническое сооружение
ДПДЦ – датчик порового давления цифровой
ИГА – метод инженерно-геологических аналогий
ИГРа – инженерно-геологическое районирование
ИГУ – инженерно-геологические условия
ИГЭ – инженерно-геологический элемент
ЛСП – ледостойкая стационарная платформа
МНГС – морское нефтегазопромысловое гидротехническое сооружение
МОП – метод обобщённых параметров
МСП – морская стационарная платформа
НДС – напряженно-деформируемое состояние
ОБ – опорный блок
ПЖМ – платформа жилого модуля
ПМ – переходной мост
ПО – программное обеспечение
ПТС – природно-техническая система
РБ – платформа «Райзерный блок»
РЛС – радиолокационная станция
СГДМ – система геодинамического мониторинга
СГМ – сравнительно-геологический метод
СК – седиментационный комплекс
СНН – система натурных наблюдений
СПБУ – самоподъемная плавучая буровая установка
СТН – система телемеханики
ТС – техническая система
ЦТП – центральная технологическая платформа

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Научно-техническая литература

1. Анисимов Л.А. Геодинамические риски при эксплуатации нефтяных платформ и самоподъемных буровых установок в Северной части Каспийского моря / Л.А. Анисимов, А.С. Маштаков // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Сер.: Строительство и Архитектура. - Волгоград: ВолгГАСУ, 2012. – Вып. 26 (45). – С. 12-15.
2. Архангельский А.Д. Схема тектоники СССР / А.Д. Архангельский, Н.С. Шатский // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. – 1933. - Т. 11, вып. 4.- С.
3. Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / под ред. Бондура В.Г. – М.: Научный мир, 2012. – 692 с.
4. Бардин И.Ю. Концепция системы мониторинга технического состояния МНГС / И.Ю. Бардин, Р.А. Гурман, А.С. Маштаков // Сборник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде". – Волгоград. – Вып. 72, 2013. – С. 273-280.
5. Безродных Ю.П. Применение сейсмоакустических и сейсмических методов для изучения газоносности грунтов Северного Каспия / Ю.П. Безродных, С.В.Делия, В.П. Лисин // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2001. - №5. - С. 476-480.
6. Безродных Ю.П. Инженерно-геологические изыскания, выполняемые на акватории Каспийского моря / Ю.П. Безродных // «Инженерные изыскания».- 2014. - № 4. - С. 54-58
7. Белевич Е.Ф. О происхождении бугров Бэра / Е.Ф. Белевич // Геоморфология. – 1979. - № 2. - С. 57-69.
8. Белевич Е.Ф. Об одном виде нарастания дельты Волги / Е.Ф. Белевич // Известия АН СССР. Сер. географическая. - 1979. - № 6. - С. 69-84.
9. Беллендир Е.Н. Расчетные и экспериментальные исследования бокового давления грунта на блочной насосной станции Запорожской АЭС / Е.Н. Беллендир, А.Л.Гольдин, А.А. Готлиф// Основания, фундаменты и механика грунтов. - 1994. - №1. - С. 10-15.
10. Беллендир Е.Н. Оптимизация фундаментной части гравитационной платформы для мелководного участка шельфа / Е.Н. Беллендир, Е.Е. Торопов // Труды РАО-97. –СПб., 1997. - С. 247.
11. Беллендир Е.Н. Учет влияния динамических воздействий на прочностные характеристики грунтов /Е.Н. Беллендир, В.Ф.Берзов, В.Н. Кутергин// Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. - 2001. – Т. 239. - С. 143-153.

12. Беллендир Е.Н. Динамические испытания на прочность несвязных водонасыщенных грунтов основания гравитационных конструкций на морском шельфе / Е.Н. Беллендир, Ю.Г. Смирнов, Б.Н. Погребняк // РАО-03: тр. Междунар. конф.- СПб., 2003. - С. 207-208.
13. Беллендир Е.Н. Учет цикличности нагружения грунтовых оснований платформ для обустройства нефтегазовых месторождений / Е.Н.Беллендир, Б.В.Беляев, М.Е. Миронов // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. - 2003. - Т. 242. - С.201-207.
14. Беллендир Е.Н. Местные размывы у платформ для обустройства нефтегазовых месторождений при совместном действии волн и течений / Е.Н. Беллендир, Б.В. Беляев, М.Е. Миронов // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. -2003. - Т. 242. - С.208-214.
15. Берг Л. С. История исследования Туркмении. – Туркмения: Изд-во АН СССР, 1929, С. 110.
16. Богомолов А.Н. Разработка теоретических основ расчета напряженного состояния, несущей способности оснований сооружений и устойчивости фунтовых откосов : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.23.02 / Богомолов Александр Николаевич. - Пермь, 1997. - С. 38-40.
17. Богомолов А.Н. Расчет несущей способности оснований сооружений и устойчивости грунтовых массивов в упругопластической постановке / А.Н. Богомолов. - Пермь : ПГТУ, 1996. - 150 с.
18. Богомолов А.Н. О форме уплотненного грунтового ядра, образующегося в основании фундамента / А.Н. Богомолов, О.А. Вихарева, Д.П. Торшин // Вестник Одесской государственной архитектурно-строительной академии. – 2001. - Вып. 4. - С. 232-237.
19. Богомолов А.Н. К вопросу о минимальных значениях коэффициента бокового давления грунтов / А.Н. Богомолов, С.И. Шиян, О.А. Вихарева// Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Естественные науки. - 2007. - Вып. 6(23). - С. 110-114.
20. Бондарик Г.К. Динамическое и статическое зондирование грунтов в инженерной геологии / Г.К. Бондарик. – М.: Недра, 1964. – 164 с.
21. Бондарик Г.К. Общая теория инженерной (физической) геологии / Г.К. Бондарик. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
22. Вероятностные методы оценки надежности грунтовых гидротехнических сооружений. Т. 1 / Е.Н. Беллендир, Д.А. Ивашинцов, Д.В. Стефанишин и др. - СПб.: ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2003. - 553 с.
23. Вознесенский Е.А. Инженерно-геологические исследования глубоководных илов мирового океана: состояние проблемы : обзор / Е.А. Вознесенский, А.Ю. Федотов, В.Н. Кешишев // Инженерная геология. – 1990. - № 1. – С. 3-25.
24. Вознесенский Е.А. Динамические свойства грунтов и их учет при анализе вибраций

фундаментов разного типа / Е.А. Вознесенский // Геоэкология. - 1993. - № 5. - С. 37-65.

25. Воскобойников В.М. Изучение и прогнозирование геологических процессов на основе метода обобщенных переменных (на примере переработки берегов водохранилищ) / В.М. Воскобойников, О.Г. Лиходеева // Инженерная геология. - 1984. - №1. - С. 23-36.

26. Вотяков И.Ф. Влияние глубокозалегающих отложений ила на осадки сооружений / И.Ф. Вотяков // Инженерная геология. - 1989. - № 1. - С. 28-36.

27. Геологические события и изменения уровня Каспийского моря / М.П. Антипов Ю.А. Волож, Ю.А. Лаврушин, Ю.Г. Леонов // Геоэкология. - 1996. - № 3. - С. 38-50.

28. Геологическое строение подводного склона Каспийского моря / М.В. Кленова, В.Ф. Соловьев, И.А. Алексина и др. - М.: АН СССР, 1962. - 637с.

29. Гладков М.Г. К расчету нагрузки от движущихся ледяных полей на вертикальные опоры гидротехнических сооружений / М.Г.Гладков // Известия ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева. - 1994. - Т. 228. - С.21-25.

30. Гладков М.Г. Физико-механические свойства арктического льда / М.Г.Гладков // Известия ВНИИГ им.Б.Е.Веденеева. - 1997. - Т.230. - С.580-589.

31. Гладков М.Г. Схема расчета предела прочности льда / М.Г. Гладков, И.Г. Петров, Г.А. Федоров // Труды ААНИИ. - 1983. - Т.386. - С.75-88.

32. Герсеванов Н.М. Теоретические основы механики грунтов / Н.М. Герсеванов, Д.Е. Польшин. - М.:Госстройиздат, 1948. - 356 с.

33. Гольденберг Л. А. Федор Иванович Соймонов (1692 — 1780) / Отв. ред. А. А. Новосельский // Академия наук СССР. — М.: Наука, 1966. — 264 с.

34. Далматов Б.И. К вопросу о расчете песчаных подушек под фундаментами / Б.И. Далматов // Основания, фундаменты и механика грунтов.— 1963. - № 4. - С.12-15

35. Далматов Б.И. Механика грунтов основания и фундаменты / Б.И. Далматов. - Л.:Стройиздат, 1988. - 278 с.

36. Дзекцер Е.С. Закономерности формирования подтопления застраиваемых территорий, принципы прогнозирования и инженерной защиты : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 04.00.06 / Дзекцер Ефим Семенович. - М.: ВСЕГИНГЕО, 1987. - 78 с.

37. Дудлер И.В. Комплексные исследования грунтов полевыми методами / И.В. Дудлер. - М.:Стройиздат, 1979. - 179 с.

38. Дудлер И.В. Инженерно-геологический контроль при возведении и эксплуатации намывных сооружений / И.В. Дудлер. - М.: Стройиздат, 1987. - 182 с. - (Надежность и качество).

39. Дудлер И.В. Новые идеи в развитии принципа комплексирования в методике инженерно-геологических исследований /И.В. Дудлер// Новые идеи в инженерной геологии, г.

Москва, 17-18 сент. 1996 г.:тр. науч. конф.- М.: МГУ, 1996. - С.77-78.

40. Дудлер И.В. Развитие направлений инженерной геологии / И.В. Дудлер // Инженерная геология сегодня и завтра, г. Москва, 5-7 февр. 1996г.:сб. тр.Междунар.науч.конф. – М. : МГУ, 1996. - С.91-92.

41. Дудлер И.В. Роль инженерных изысканий в предупреждении и ликвидации критических ситуаций в жизненном цикле строительных объектов / И.В. Дудлер // Критические технологии в строительстве, г. Москва, 28-30 окт. 1998г.:сб. докл. Междунар. науч.-практ. конф. -М.: МГСУ, 1998. - С.132-139.

42. Дудлер, И.В. Учение Е.М. Сергеева о геологической среде и некоторые аспекты его современного развития / И.В. Дудлер// Сергеевские чтения : материалы годич. сессии Науч. совета РАН по проблемам геоэкологии, инженер.геологии и гидрогеологии (23-24 марта 2000г.) - М.: ГЕОС, 2000. – Вып. 2. - С.268-273.

43. Дудлер И.В. Законы инженерной геологии, их основные следствия и значение для практики инженерных изысканий / И.В. Дудлер// Теоретические проблемы инженерной геологии(25-26 мая 1999г.) : тр. Междунар. науч. конф. - М.:МГУ,1999. – С. 35-39.

44. Дудлер И.В. Методология инженерно-геологических изысканий для строительства и реконструкции на городских территориях / И.В. Дудлер, Е.А. Воронцов // Инженерно-геологические проблемы урбанизированных территорий, г.Екатеринбург, 30 июля-2 авг. 2001 г.:материалыМеждунар. симпозиума «EngGeolCity-2001».– Екатеринбург: АКВА-ПРЕСС, 2001. - Т. 1. - С. 125-129.

45. Дудлер И.В. Стесненные условия существующей городской застройки и их влияние на проведение инженерно-геологических изысканий /И.В. Дудлер, Е.А. Воронцов // Развитие теории и технологий в области силикатных и гипсовых материалов:сб. материалов академ. чтений. - М.: МГСУ, 2000. – Ч. 4. - С.83-85.

46. Дудлер И.В. Частные и синтезированные геолого-строительные карты - основа оптимизации, обоснования геотехнических решений и мониторинга при градостроительном проектировании / И.В. Дудлер, Е.А. Воронцов // Новые типы инженерно-геологических и эколого-геологических карт, г. Москва,29-30 мая 2001 г. : тр.Междунар. науч. конф. - М. : МГУ, 2001. - С.69-72.

47. Дудлер И.В. Состояние разработки и актуальность развития метода аналогий применительно к инженерно-геологическим изысканиям на городских территориях / И.В. Дудлер, Н.В. Тюнина // Московские вузы - строительному комплексу г. Москвы для обеспечения устойчивого развития города(26-27 марта 2003г.): тезисы докл. город. науч.-практ. конф. - М.: МГСУ, 2003. - С.116-117.

48. Дудлер И.В. Концепция применения метода инженерно-геологических аналогий при

изысканиях для строительства и реконструкции на городских территориях /И.В. Дудлер, Н.В. Тюнина// Новые идеи в науках о Земле: материалы докл.VII Междунар.конф. – М.: КДУ, 2005. - Т. 4. - С.72.

49. Егоров, С.Н. Характеристика физико-механических свойств хвалынских шоколадных глин заканальной части Волгограда / С.Н. Егоров // Вопросы устройства оснований и фундаментов в Волгоградской области. - Волгоград, 1968. - С. 98-103.

50. Егоров С.Н. Набухаемость и сжимаемость хвалынских глин Волгоградского региона / С.Н. Егоров, В.Н. Синяков // Строительство на набухающих грунтах : тез.докл. II Всесоюз. совещ. – М.: ЦИНИС, 1972. - С. 62-63.

51. Егоров С.Н. Сравнение результатов определения модуля деформации хвалынских шоколадных глин при их испытании штампом, статическим зондированием и в компрессионных приборах / С.Н. Егоров, В.Н. Синяков // Вопросы инженерной геологии, проектирования и строительства оснований и фундаментов в Нижнем Поволжье. - Волгоград, 1973. - С. 101-106.

52. Емельянова Е.П. Сравнительный метод оценки устойчивости склонов и прогноз оползней / Е.П. Емельянова. - М.: Недра, 1971. – 102 с.

53. Емельянова Е.П. Современное состояние прогноза оползней и основные дискуссионные вопросы / Е.П. Емельянова // Современные методы прогноза оползневого процесса. - М.: Наука, 1981. – С. 7-18.

54. Жигарев Л.А. Развитие экзо- и эндотермических реакций на шельфе арктических морей / Л.А. Жигарев // Геоэкология. – 1995. - № 5. - С. 78-87.

55. Зверев В.П. Количественная оценка содержания подземных вод в породах осадочного чехла Каспийской впадины / В.П. Зверев, О.Ю. Варванина, И.А. Костикова // Геоэкология. – 1998. - № 5. – С. 93-99.

56. Золотарев Г.С. Инженерная геодинамика / Г.С. Золотарев. - М.: МГУ, 1983. – 326с.

57. Золотарев Г.С. Общие положения инженерной защиты и ее обоснование/ Г.С. Золотарев // Формирование оползней, селей и лавин: инженерная защита территорий. - М.: МГУ, 1987. – С. 148-151.

58. Золотарев Г.С. Методика инженерно-геологических исследований:учебник / Г.С. Золотарев. - М.: МГУ, 1990. – 394с.

59. Золотарев Г.С. Учебное пособие по инженерной геологии / Г.С. Золотарев, Э.В. Калинин, А.В. Минервин. - М.: МГУ, 1970. – 382 с.

60. Карпинский А.П. К тектонике Европейской России / А.П. Карпинский // Известия АН СССР. - 1919.- Т. 6, № 13. – С. 12-15.

61. Каспийское море: Экстемальные гидрологические события / под ред. Хубларяна М.Г.

– М.:Наука, 2007 – 381с.

62. Касьянова Н.А. Современная пространственно-временная миграция тектонической напряженности в земной коре в пределах Кавказа и Предкавказья/ Н.А. Касьянова // Общая и региональная геология, геология морей и океанов, геологическое картирование: экспресс-информ. - М.: Геоинформмарк, 1994. - Вып. 3. - С. 1-15.

63. Касьянова Н.А. Современная геодинамика и ее влияние на нефтегазоносность Кавказско-Скифского региона : обзор Предкавказья / Н.А. Касьянова. - М.:Геоинформмарк, 1995. – 55 с.

64. Касьянова Н.А. Результаты прогноза аварий скважин и порывов трубопроводных систем по геодинамическому фактору / Н.А. Касьянова, Э.В. Соколовский, С.В. Шимкевич // Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 9-10. – С. 75-77.

65. Касьянова Н.А. Влияние современной геодинамики недр на флюидный режим нефтегазовых залежей месторождений складчатых и платформенных областей: обзор / Н.А. Касьянова. - М.: Геоинформмарк, 2000. - 51 с.

66. Касьянова Н.А. Каспийская экологическая катастрофа 2000 года и ее возможные геодинамические корни / Н.А. Касьянова, Н.А. Захарова, Л.С. Хураськин // Геоэкология. – 2003. - № 2. – С. 170-180.

67. Количко А.В. Применение метода инженерно-геологических аналогий при обосновании проектов гидротехнических сооружений / А.В. Количко // Гидротехническое строительство. – 1985. - № 6. - С.3-7.

68. Количко А.В. Метод инженерно-геологических аналогий. Проблемы и перспективы/ А.В. Количко// Сборник научных трудов/ АО «Институт Гидропроект. - М., 2000. - Вып. 159. - С.5-9.

69. Кузнецова С.В. Аномалии геологической среды солянокупольных бассейнов и их влияние на природно-технические системы и среду обитания человека : дис. ... д-ра геол.-минер. наук : 11.00.11 / Кузнецова Светлана Васильевна. - Волгоград, 2000. – 348 с.

70. Лаппо Д.Д. Некоторые принципиальные уточнения теории взаимодействия нерегулярных волн с жесткой вертикальной стенкой / Д.Д. Лаппо, С.М. Мищенко // Труды координационных совещаний по гидротехнике. - Л.: Энергия, 1973. - Вып. 84. - С.43-49.

71. Лаппо Д.Д. Нагрузки и воздействия ветровых волн на гидротехнические сооружения / Д.Д. Лаппо, С.С. Стрекалов, В.Н. Завьялов - Л.: ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева, 1990. - 432 с.

72. Леонтьев Г.И. Современные движения земной коры и колебания уровня Каспия / Г.И. Леонтьев // Ученые записки Саратовского университета. - 1959. - Т. 72. – С. 37-39.

73. Леонтьев О.К. О происхождении некоторых островов в северной части Каспийского моря / О.К. Леонтьев // Труды океанографической комиссии. - 1957. – Т. 2. – С. 147-158.

74. Леонтьев О.К. Геоморфология и история развития северного побережья Каспийского моря / О.К. Леонтьев, Н.И. Фотеева. – М.: МГУ, 1965. – 152 с.
75. Леонтьев, О.К. Происхождение и возраст бэровских бугров / О.К. Леонтьев, Н.И. Фотеева // Известия АН СССР. Серия географическая. - 1966. – Вып. № 2. – С. 90-97.
76. Леонтьев О.К. Геоморфология берегов и дна Каспийского моря / О.К. Леонтьев, Е.Г. Маев, Г.И. Рычагов. – М.: МГУ, 1977. – 208 с.
77. Лобковский Л.И. Технологии комплексного мониторинга акваторий в условиях освоения нефтегазовых месторождений / Л.И. Лобковский, С.А. Ковачев// Труды Международного симпозиума «Инновационные технологии в исследовании окружающей среды «RE: 2013 – Research Environments 2013». – М.– Ларнака Кипр : МФТИ, 2013. – С. 24-34.
78. Ломтадзе В.Д. Изменение влажности глин при уплотнении их большими нагрузками / В.Д. Ломтадзе // Записки Ленинградского горного института. – 1953. – Т. 29, вып. 2. – С. 103-123.
79. Ломтадзе В.Д. Стадии формирования свойств глинистых пород при их литификации / В.Д. Ломтадзе // Доклады АН СССР. – 1955. - Т. 102, № 4. – С. 819-822.
80. Ломтадзе В.Д. О формировании инженерно-геологических свойств глинистых пород / В.Д. Ломтадзе // Труды совещания по инженерно-геологическим свойствам горных пород и методам их изучения. М :Изд-воАНСССР 1956 Том I. С 19-30.
81. Ломтадзе В.Д. Формирование физико-механических свойств глинистых пород при литификации : автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук : 25.00.08 / Ломтадзе Валерий Давидович. - М.: МГУ, 1958. – 50 с.
82. Ломтадзе В.Д. Инженерная петрология / В.Д. Ломтадзе. – Л.: Недра, 1970. –527с.
83. Маркин Н. Н. Краткий исторический очерк развития гидрографии. Военмориздат, 1940, стр. 92.
84. Маслов Н.Н. Прикладная механика грунтов / Н.Н. Маслов. – М.:Машстройиздат, 1949. – 328 с.
85. Маштаков А. С. Оценка влияния мелкозалегающего газа при расчете геодинамических рисков на нефтяных платформах Северного Каспия / А. С. Маштаков,С.И. Махова // «М.В. Ломоносов – великий деятель Российской науки», посвященной 300-летию со дня рождения ученого : материалы науч.-практ. конф., г. Волгоград, 2011 г. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2011. – С. 122-124.
86. Маштаков А. С. Анализ геотехнических и геодинамических рисков, возникающих при взаимодействии нефтяных платформ с грунтом в Северной части Каспийского моря / А. С. Маштаков, С.И. Махова // VI международной науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и научно-технический прогресс в дорожной отрасли юга

России» г. Волгоград, 2012 г. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2012. – С. 390-394.

87. Маштаков А.С. Геологические и геодинамические риски, возникающие при взаимодействии нефтяных платформ с грунтом в Каспийском море / А.С. Маштаков // Интернет-Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. – Вып. 3(28). – С. 1-9.

88. Маштаков А. С. Оценка несущей способности оснований нефтегазодобывающих платформ и СПБУ / А.С. Маштаков // Сборник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде". – Волгоград, 2013. – Вып. 72. – С. 288-290.

89. Маштаков А. С. Негативное воздействие "свободного газа" на механические свойства грунтов / А.С. Маштаков // Сборник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде". – Волгоград, 2013. – Вып. 72. – С. 281-283.

90. Маштаков А. С. Оценка влияния "опасного мелкозалегающего свободного газа" на результаты расчетов несущей способности свайных фундаментов нефтяных платформ и глубины задавливания опорных колонн СПБУ в грунт / А.С. Маштаков // Сборник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде". – Волгоград, 2013. – Вып. 72. – С. 284-287.

91. Маштаков А. С. Оценка комплексного влияния на несущую способность грунтов циклических воздействий и мелкозалегающего свободного газа / А.С. Маштаков // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология», 2013.- №11. – С. 33-36.

92. Маштаков А.С. «Анализ комплексного влияния геологических процессов и геодинамических воздействий на несущую способность свайных фундаментов нефтяных платформ, устанавливаемых на шельфе Каспийского моря»/ А.С. Маштаков // «Инженерная геология». - Москва: Геомаркетинг, 2014.- №2. - С. 44-53

93. Маштаков А. С. Современное состояние теории и практики применения метода аналогий в инженерной геологии / А. С. Маштаков, С.И. Махова // Научный потенциал молодых ученых для инновационного развития строительного комплекса Нижнего Поволжья: материалы междунар. науч.-практ. конф., г. Волгоград, 24 декабря 2010 г. в 2-х ч. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2010. - Ч. II. – С. 139-141.

94. Маштаков А. С. Учёт геодинамических рисков нефтяных платформ и СПБУ в северной части Каспийского моря для их безопасной эксплуатации / А. С. Маштаков // Надежность и долговечность строительных материалов, конструкций и оснований фундаментов : материалы VI Междунар. науч.-практ. конф., г. Волгоград, 13-14 октября 2011 г. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2011. – С. 218-220.

95. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления / сост. В.Е.

Хаин; гл. ред. Н.А. Богданов. – 1:2500000. - М.: Научный мир, 2003. – 118 с.

96. Методические основы расчетов совместной работы ЛСП с основанием/ Е.Н. Беллендир, В.Б. Глаговский, Т.Ф. Липовецкая, Д.Д. Сапегин // Освоение шельфа арктических морей России : тезисы докл. II Междунар. конф. - СПб.,1995. - С. 208-210.

97. Мирзоев Д.А. Морские нефтегазопромысловые сооружения (МНГС) для условий Арктики / Д.А. Мирзоев // Освоение шельфа арктических морей России. РАО-95. - СПб.,1995. - С.182-184.

98. Миронов М.Е. Нелинейные волны и их воздействие на плоские стенки / М.Е. Миронов. - СПб.: ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2001. – с.

99. Мурзин Р.Р. Состояние и тенденции развития вопросов изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа в России и в мире / Р.Р. Мурзин// Освоение шельфа арктических морей России. РАО-01. - СПб.,2001. - С.41-44.

100. Монюшко А.М. Изменения физико-механических свойств морских глинистых отложений района Бакинского архипелага в процессе литогенеза и формирование инженерно-геологических свойств глинистых пород в процессе литогенеза / А.М. Монюшко. - М.: АН СССР, 1963.- с.

101. Монюшко А.М. Состояние вопроса о физико-механическом преобразовании глинистых отложений в процессе литогенеза / А.М. Монюшко // Инженерно-геологические свойства пород и вопросы литогенеза. - М.: Наука, 1965. - С. 7-11.

102. Николаев, В.А. Палеогеография западной части Прикаспийской низменности в четвертичное время / В.А. Николаев // Труды Прикаспийской экспедиции. – М.: МГУ, 1958. - С. 25-100.

103. Николаев В.А. Четвертичный период в Каспийской области / В.А. Николаев // Четвертичный период. Т. 2. – М.: МГУ, 1965. - С. 174-217.

104. О комплексной системе обеспечения безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений Сахалина / С.П. Алексеев, А.Н. Добротворский, С.В. Яценко, М.Л. Красный, А.Е. Малащенко, В.Н. Храмушин // «Морские исследования и технологии изучения природы Мирового океана» : сб.статей. Вып. 1 / ред. выпуска В.Н. Храмушин. – Владивосток: ДВО РАН, 2005. – 192 с.

105. О формировании строения и свойств лиманно-морских илов северного Причерноморья в течение голоцена / В.М. Воскобойников, Е.Г. Конилов, Г.Л. Кофф, Е.Н. Коломенский // Инженерная геология. – 1980. - № 4. – С. 39-46.

106. Осипов В.И. Физико-химическая теория эффективных напряжений в грунтах / В.И. Осипов// Грунтоведение. – 2013. - №2. – С. 3-34.

107. Основания и фундаменты / Н.А. Цытович, В.Г. Березанцев, Б.И. Далматов, М.Ю.

Абелев. – М.: Высшая школа, 1970. – 384 с.

108. Основные черты рельефа и геологической структуры дна Среднего и Южного Каспия / В.Ф. Соловьев, Л.С. Кулакова, Л.И. Лебедев, Е.Г. Маев. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 127 с.

109. Прикаспийская синеклиза и ее обрамление / Ю.И. Панов, К.М. Панова, Д.Н. Афремов, Ц.С. Гринберг // Инженерная геология СССР. – М.: МГУ, 1978. – Т. 1. – С. 429-449.

110. Панова К.М. Физико-механические свойства старичных глин Нижнего Поволжья / К.М. Панова, В.Н. Синяков // Известия вузов. Геология и разведка. – 1978. – № 9. – Деп. в ВИНТИ № 2306-78.

111. Пашкин Е.М. Теория и практика прогноза и управления устойчивостью горных пород при строительстве подземных сооружений (на примере горно-складчатых областей) : диссертация на соиск. уч. степ. д-ра геол.-минер. наук / Пашкин Евгений Меркурьевич. – М., 1981.

112. Пашкин Е.М. Инженерная геология (для реставраторов): учебное пособие / Е.М. Пашкин. – М.: Архитектура, 2005. – 264 с.

113. Пенькова Н.В. Применение методов пространственно-временных аналогий для оптимизации комплексных гидрологических изысканий и исследований / Н.В. Пенькова // Гидротехническое строительство. – 2004. – № 2. – С. 30-35.

114. Поляков А.С. Закономерности формирования структурных особенностей и физико-механических свойств глинистых отложений Черного моря (по данным глубоководного бурения) / А.С. Поляков, Е.Н. Коломенский // Инженерная геология. – 1984. – № 3. – С. 49-58.

115. Попов Г.И. Гирканская трансгрессия в Северном Прикаспии / Г.И. Попов // Бюллетень Комиссии по изучению четвертичного периода. – 1967. – № 33. – С. 77-86.

116. Попов Г.И. Четвертичная система / Г.И. Попов // Геология СССР: в 61 т. – М.: Недра, 1970. – Т. XVI. – С. 447-491.

117. Попов Г.И. Инженерная геология СССР: в 2 ч. / Г.И. Попов. – М.: МГУ, 1965. – Ч. II. – 478 с.

118. Попов И.В. Инженерно-геологическое районирование / И.В. Попов // Гидрогеология СССР: в 45 т. – М.: Недра, 1970. – Т. XIII. – С. 681-731.

119. Приклонский В.А. Об использовании пределов Аттерберга для характеристики состава и состояния тонкодисперсных отложений / В.А. Приклонский // Вопросы теории и прикладной геологии : сб. – М., 1947. – Вып. 2. – С.

120. Проектирование фундаментов зданий и подземных сооружений: учеб. пособие / под ред. Б.И. Далматова. – 3-е изд. – М.: АСВ; СПб.: СПбГАСУ, 2006. – 428 с.

121. Рагозин А.Л. Комплексный анализ и оценка последствий подъема уровня Каспия /

А.Л. Рагозин // Геоэкология. – 1996. - № 3. – С. 16-37.

122. Розен М.Ф. Донные осадки Северного Каспия в районе Волго-Каспийского канала / М.Ф. Розен // Известия Центрального гидрометбюро. – 1929. - Т. 8.

123. Розовский Л.Б. Введение в теорию геологического подобия и моделирования / Л.Б. Розовский. - М.: Недра, 1969. – 127с.

124. Розовский Л.Б. Инженерно-геологические прогнозы и моделирование / Л.Б. Розовский, И.П.Зелинский. – Одесса: ОГУ, 1975. – 115 с.

125. Розовский Л.Б. Инженерно-геологические прогнозы и моделирование / Л.Б. Розовский, И.П.Зелинский, В.М. Воскобойников. – Киев : Вишашк., 1987. – 208 с.

126. Рокос С.И. Газонасыщенные отложения верхней части разреза Баренцево - Карского шельфа : дис. ... канд. географ. наук : 25.00.28 / Рокос Сергей Игоревич. – Мурманск, 2009. – 89 с.

127. Роман Л.Т. Результаты прогноза длительной деформации и прочности мерзлых грунтов методами временных аналогий / Л.Т. Роман // Геотехника. Оценка состояния оснований и сооружений : тр. Междунар. конф. – СПб., 2001. - Т. 1. - С.213-221.

128 Самоподъемные плавучие буровые установки : учебное пособие / В. Н. Ясюк, Б. Р. Лившиц, В. Г. Витрик, Р. С. Яремийчук. - Львов : Изд-во Центр Европы, 2011, 436 с.

129. Свиточ А. А. Палеогеография плейстоцена Северной Евразии. Региональный анализ. Корреляция. Синтез (по материалам опорных разрезов) : автореф. дис. ... д-ра геогр. наук / А.А. Свиточ; МГУ. М., 1979.-45 с.

130. Сидоров В.А. Современные движения земной коры осадочных бассейнов / В.А.Сидоров, Ю.О. Кузьмин. - М.:Междувед. геофиз. ком., 1989. - 183 с.

131. Синяков В.Н. Полевые исследования несущей способности забивных свай в инженерно-геологических условиях Волгоградского региона / В.Н. Синяков // Вопросы инженерной геологии, проектирования и строительства оснований и фундаментов в Нижнем Поволжье. – Волгоград, 1973. - С. 101-106.

132. Синяков В.Н. Региональные таблицы нормативных и расчетных характеристик основных типов грунтов территории Волгоградской агломерации / В.Н. Синяков // Инженерно-строительные изыскания : сб. ст. - М.: Стройиздат, 1975. - № 4. - С. 71-79.

133. Синяков В.Н. Физико-механические свойства верхнечетвертичных глинистых отложений Нижнего Поволжья и прогноз их изменения при антропогенных процессах / В.Н. Синяков // Проблемы инженерной геологии в связи с рациональным использованием геологической среды : материалы Всесоюз. конф. - Л.: ЛГУ, 1976. - С. 182-190.

134. Синяков В.Н. Исследование корреляционных связей между результатами статического зондирования и несущей способностью забивных свай / В.Н. Синяков //

Инженерно-строительные изыскания : сб. ст. - М.: Стройиздат, 1976. - № 1. - С. 13-17.

135. Синяков В.Н. Инженерно-геологические особенности лессовых пород Прикаспийской низменности / В.Н. Синяков // Региональные особенности подов и западного микрорельефа Украины. – Киев: Ин-т геол. наук АН УССР, 1980. - С. 35-37.

136. Синяков В.Н. Инженерно-геологические особенности верхнечетвертичных лессовых пород Нижнего Поволжья в связи с историей их формирования / В.Н. Синяков // Инженерная геология. – 1981. - № 5. - С. 65-71.

137. Синяков В.Н. Особенности четвертичной истории развития краевых платформенных впадин в связи с формированием инженерно-геологических условий / В.Н. Синяков // XI Конгресс ИНКВА : тез.докл. - М., 1982. -Т. II. - С. 261-262.

138. Синяков В.Н. О роли соляной тектоники в формировании инженерно-геологических условий крупных солянокупольных бассейнов / В.Н. Синяков // Инженерная геология. – 1984. - № 2. - С. 61-72.

139. Синяков В.Н. Закономерности инженерно-геологических условий краевых солянокупольных впадин платформ и их изменений под влиянием строительства : дис. ... д-ра геол.-минер. наук : 25.00.08/ Синяков Владимир Николаевич. - М., 1984. - 460 с.

140. Синяков В.Н. Инженерно-геологическое районирование Нижнего Поволжья и прилегающих территорий / В.Н. Синяков, С.В. Кузнецова // Инженерная геология. - 1981. - № 4. - С. 26-37.

141. Синяков В.Н. Об обследовании хвалыньских глин Нижнего Поволжья / В.Н. Синяков, В.И. Стешенко // Проблемы лессовых пород в сейсмических районах. – Ташкент: Фан, 1980. - С. 128-129.

142. Синяков Н.П. Просадочность грунтов Волгоградского Заволжья / Н.П. Синяков // Вопросы инженерной геологии, проектирования и строительства оснований и фундаментов в Волгоградском Поволжье. - Волгоград, 1977. - С. 58-60.

143. Смирнова М.Н. Возбужденные землетрясения в связи с разработкой нефтяных месторождений (на примере Старогрозненского землетрясения) / М.Н.Смирнова// Влияние инженерной деятельности на сейсмический режим. – М.: Наука, 1977. - С.128-141.

144. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, С.В. Антанасян и др. – М.: Наука, 1989. – 200 с.

145. Страхов Н.М. Диагенез осадков и его значения для осадочного рудообразования / Н.М. Страхов // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1953. - № 5. – С. 12-49.

146. Страхов Н.М. Основные теории литогенеза: в 2 т. Т.1:Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. - М.: АН СССР, 1962. - 212 с.

147. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств /

К.Терцаги. – М.; Л.: Госстройиздат, 1933. – 392с.

148. Терцаги К. Теория механики грунтов / К. Терцаги. – М.:Госстройиздат, 1961. – 507с.

149. Трофимов В.Т. О принципах и схемах инженерно-геологического районирования Западно-Сибирской плиты (анализ развития взглядов и современное состояние вопроса) / В.Т. Трофимов // Вопросы инженерной геологии и грунтоведения. - 1973. - Вып. 3. - С. 240-265.

150. Трофимов В.Т. Инженерно-геологическое районирование крупных территорий на основе анализа закономерностей пространственной изменчивости инженерно-геологических условий (на примере Западно-Сибирской плиты) :автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук: 04.00.07/ Трофимов Виктор Титович. - М., 1976. – 49 с.

151. Трофимов В.Т. Теоретические вопросы инженерно-геологического районирования / В.Т. Трофимов // Вестник МГУ, серия Геология. – 1979. - № 1. - С. 64-76.

152. Трофимов В.Т. Инженерно-геологические структуры Земли / В.Т. Трофимов, Т.И. Аверкина. - М.: МГУ, 2001. – 176 с.

153. Тюнина Н.В. Особенности применения метода инженерно-геологических аналогий при изысканиях на городских территориях (на примере города Москвы) : дис. ... канд. геол.-минер. наук : 25.00.08 / Тюнина Нина Витальевна. - М., 2008. – 167 с.

154. Улицкий В.М. Геотехническое сопровождение реконструкции городов (обследование, расчеты, ведение работ, мониторинг) / В.М. Улицкий, А.Г. Шашкин. – М.: АСВ, 1999. – 327с.

155. Условия залегания и просадочность лессовых массивов западного Прикаспия и прилегающей части шельфа / М.В. Чешев, В.Н. Синяков, С.В. Кузнецова и др. // Поволжский экологический вестник. – Волгоград: ВолГУ, 2005. - Вып. 11. - С. 173-179.

156. Федоров П.В. О стратиграфическом расчленении каспийских четвертичных отложений / П.В. Федоров // Доклады АН СССР. – 1952. - Т. 85, № 1. – С. 191-194.

157. Хаин В.Е. Общая геотектоника / В.Е. Хаин. - М.: Недра, 1964. – 479 с.

158. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Внеальпийская Европа и Западная Азия / В.Е. Хаин. - М.: Недра, 1977. – 359 с.

159. Хаин В.Е. Кряж Карпинского. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления :объясн.зап. / В.Е. Хаин. - 1:2500000. – М.: Науч. мир, 2003. – С. 26-29.

160. Хаин В.Е. Происхождение и основные закономерности тектонического развития Южно-Каспийской впадины / В.Е. Хаин, П.А. Чехович, В.И. Попков // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. - 2004. – Т. 1, № 3(9). - С. 159-163.

161. Цыпина И.И. Инженерно-геологические условия / И.И. Цыпина, В.П. Лазарева // Гидрогеология СССР: в 45 т. - М.: Недра, 1971. –Т. XXXV. - С. 316-322.

162. Цытович Н.А. Механика грунтов / Н.А. Цытович. – М. :Госстройиздат, 1963. – 636с.

163. Цытович Н.А. Основы прикладной геомеханики в строительстве: учеб.пособие / Н.А. Цытович, З.Г. Тер-Мартirosян. – М.:Высш. шк., 1981. – 317 с.
164. Чепижко А.В. Мониторинг тектонических напряжений зоны шельфа в пределах Скифской плиты методами сейсмотомографии / А.В. Чепижко // Геозкология. – 1996. - № 6. – С. 97-108.
165. Чешев М.В. Тектоника юго-западной окраины Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского и ее связь с новейшими движениями земной коры / М.В. Чешев// Надежность и долговечность строительных материалов, конструкций и оснований фундаментов, г. Волгоград, 12-14 мая 2005 г.: материалы IV Междунар. науч.-техн. конф.: в 4 ч. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2005. - Ч. III. - С. 110-115.
166. Чешев М.В. Инженерно-геологическое районирование юго-западной окраины Прикаспийской низменности / М.В. Чешев// Надежность и долговечность строительных материалов, конструкций и оснований фундаментов, г. Волгоград, 12-14 мая 2005 г. : материалы IV Междунар. науч.-техн. конф.: в 4 ч. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2005. - Ч. III. - С. 116-121.
167. Чешев М.В. Структурно-геоморфологические особенности территории дельты Волги и прилегающей акватории / М.В. Чешев // Надежность и долговечность строительных материалов, конструкций и оснований фундаментов, г. Волгоград, 12-14 мая 2005 г.: материалы IV Междунар. науч.-техн. конф.: в 4 ч. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2005. - Ч. III. - С. 121-125.
168. Чешев М.В. Инженерно-геологические аспекты геодинамики Прикаспия в эпоху техногенеза / М.В. Чешев, Ю.Н. Картушина // X Региональная конференция молодых исследователей Волгоградской области. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2005.- С. 30-32.
169. Чешев М.В. Особенности эволюции инженерно-геологических условий Прикаспийской впадины в эпоху техногенеза / М.В. Чешев // Гидрогеология и карстоведение : сборник. – Пермь : ПГНИУ, 2006. - Вып. 16. – С. 124-128.
170. Чешев М.В. Инженерно-геологическое районирование акватории Северного Каспия : дис. ... канд. геол.-минер. наук : 25.00.08 / Чешев Михаил Валерьевич. – Волгоград , 2007 . – 180 с.
171. Чхеидзе Л.Д. Применение метода инженерно-геологической аналогии для оценки и прогноза условий строительства туннелей значительной протяженности (на примере туннелей Кавказской перевальной железной дороги - КПЖД) : диссертация на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук : 04.00.07 / Чхеидзе Леван Давидович. - М., 1987.
172. Шельфы северных и южных морей / Л.Б. Розовский, Ф.А. Щербаков, Д.М. Сулейманов и др. // Инженерная геология СССР : в 8 т. - М. : МГУ, 1978. –Т. 1. - С. 450-464.
173. Шешеня Н.Л. Методика прогноза изменения геологической среды под воздействием

объектов промышленного и гражданского строительства / Н.Л. Шешеня // Инженерно-геологические процессы и свойства грунтов. - М.:Стройиздат, 1980. – С. 140-157.

174. Шешеня Н.Л. Основы инженерно-геологического прогнозирования / Н.Л. Шешеня. - М.: Наука, 1986. – 111 с.

175. Шешеня Н.Л. Основные законы формирования свойств горных пород и экзогенных геологических процессов прогнозирования / Н.Л. Шешеня// Теоретические проблемы инженерной геологии, г. Москва (25-26 мая 1999г.):тр.Междунар. науч. конф. - М.:МГУ, 1999. – С.42-43.

176. Шешеня Н.Л. Историко-геологические закономерности формирования и пространственного положения пород - научное обоснование прогнозов / Н.Л. Шешеня // Труды Международной научной конференции, г. Москва, 28-29 мая 2002г. - М.: МГУ, 2002. - С. 16-18.

177. Шешеня Н.Л. Принципы организации инженерной защиты территорий от опасных экзогенных процессов / Н.Л. Шешеня // Сергеевские чтения, г. Москва (22-23 марта 2007г.) : материалы годич. сессии Науч. совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. - М.: ГЕОС, 2007. - Вып. 9. – С. 426-430.

178. Шилов Н.А. Природа колебаний уровня Каспия // Докл. АН СССР. - 1989. - Т.305, №2. - С. 412-416.

179. Шилов Н.А., Кривошей М.И. Взаимосвязь колебаний уровня Каспийского моря с напряжениями в земной коре // Вестник АН СССР. 1989. №6. С. 83-90.

180. Шкатова В.К. Трансгрессивно-регрессивные циклы - основа региональной стратиграфической схемы квартала Каспия / В.К. Шкатова// Геология морей океанов : Материалы XIX Междунар. науч. конф. (школы) по морской геологии.- М.: ГЕОС, 2011. - Т. I. - С. 301-305.

181. Шлыков В.Г. Раннедиагенетические изменения состава глинистых минералов, дисперсности и свойств морских осадков / В.Г. Шлыков, А.С. Поляков // Инженерная геология. – 1990. - № 6. – С. 25-40.

182. Шпииков А.Б. Некоторые аспекты изучения и оценки инженерно-геологических свойств морских илов / А.Б. Шпииков // Инженерная геология. – 1980. - № 6. – С. 50-60.

183. A Pressurized Core Barrel for Sampling Gas-charged Marine Sediments / E.W. Denk, W.A. Dunlap, W.R. Bryant et al. // Thirteenth Annual Offshore Technology Conference, May 4-7, 1981, Houston. –Texas: Proceedings, 1981. - OTC Paper 4120.

184. Amaratunga A. On the Undrained Unloading Behaviour of Gassy Sands / A. Amaratunga, J.L.H. Grozic //Canadian Geotechnical Journal.– 2009.-Vol. 46, №. 10. - P.1267-1276.

185. Anderson A.L. Acoustics of Gas-bearing Sediments. I. Background / A.L. Anderson, L.D. Hampton //Journal of the Acoustical Society of America. – 1980. - Vol. 67, № 6. – P. 1865-1889.

186. Anderson A.L. Acoustics of Gas-bearing Sediments. II. Measurements and Models / A.L. Anderson, L.D. Hampton // *Journal of the Acoustical Society of America*. - 1980.-Vol. 67, № 6. - P. 1890-1903.
187. Barden I. Engineering Behavior and Structure of Compacted Clay / I.Barden, G.R. Sides // *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers*. – 1970. - Vol. 96, № SM4. – P. 1171-1200.
188. Behaviour of Offshore Soils Containing Gas Bubbles / G.C. Sills, S.J., Wheeler S.D. Thomas, T.N. Gardner // *Geotechnique*. – 1991. - Vol. 41, № 2. - P. 227-241.
189. Brooks R.H. Hydraulic Properties of Porous Media /R.H.Brooks, A.T. Corey// *Colorado State University Hydrology Papers*. – 1964. - № 3.– P. 1-27.
190. Bubble Populations and Acoustic Interaction with the Gassy Floor of Eckernförde Bay / A.L. Anderson, F. Abegg, J.A. Hawkins et al. // *Continental Shelf Research*. – 1998. - Vol. 18, № 14-15. – P. 1807-1838.
191. Deepwater Sample Disturbance due to Stress Relief /T. Lunne, T. Berre, S. Strandvi et al. // *Geotechnical, Geological and Geophysical Properties of Deepwater Sediments: Proceedings of 2001 Conference Honoring Wayne Dunlap*. –Houston, 2001. - P. 64-85.
192. Esrig M.I. Implications of Gas Content for Predicting the Stability of Submarine Slopes / M.I. Esrig, R.C. Kirby // *Marine Geotechnology*. -1977. - Vol. 2. -P. 81-100.
193. Gardner T.N. An Acoustic Study of Soils that Model Seabed Sediments Containing Gas Bubbles / T.N. Gardner // *Journal of the Acoustical Society of America*. – 2000. - Vol. 107, №. 1. -P. 163–176.
194. Grozic J.L. The Behavior of Loose Gassy Sand / J.L.Grozic, P.K. Robertson, N.R. Morgenstern // *Canadian Geotechnical Journal*. – 1999. - Vol. 36, № 3. - P. 482-492.
195. Grozic J.L. On the Undrained Shear Strength of Gassy Clays / J.L.H.Grozic, F.Nadim, T.J. Kvalstad // *Computers and Geotechnics*. – 2005. - Vol. 32, № 7. - P. 483-490.
196. Hight D.W. Characterisation of Soils for Engineering Purposes / D.W. Hight, S. Leroueil // *Characterisation and Engineering Properties of Naturalsoils*. - Singapore,2003. - Vol. 1. - P. 255-360.
197. Hight D.W.Engineering Characterization of the Nile Delta Clays / D.W.Hight, M.M. Hamzaand, A.S. El Sayed // *Coastal Geotechnical Engineering in Practice: Proceedings of the International Symposium, IS-Yokohama 2000, Yokohama, Japan, 20-22 Sept. 2000*. - Rotterdam, 2002. - Vol. 2. - P. 149-162.
198. Jones G.B. Chemical and Microbiological Aspects of Acoustically Turbid Sediments: Preliminary Investigations / G.B.Jones, G.D.Floodgate, J.D. Bennell // *Marine Geotechnology*. – 1986. - Vol. 6, № 3. - P. 315-332.

199. Lunne T. Shallow Gas Problem at Duyong B Offshore Malaysia / T.Lunne,O.M. Isa, M.Tan // OSEA96, the 11th Offshore South East Asia Conference, 24-27 Sept. 1996. –Singapore, 1996. -P. 31-39.
200. Lunne T. Cone Penetration Testing in Geotechnical Practice / T. Lunne, P.K. Robertson, J.J.M. Powell. - London: Blackie Academic & Professional, 1997. –312 p.
201. Nageswaran S. Effect of Gas Bubbles on the Sea Bed Behaviour / S. Nageswaran.-Trinity, 1983. –257 p.
202. Orlob G.T. The Effect of Entrapped Gases on the Hydraulic Characteristics of Porous Media / G.T. Orlob, G.N. Radhakrishna // Transactions of the American Geophysical Union. – 1958. - Vol. 39, № 4. - P. 648-659.
203. Peuchen J. Prediction of Formation Pore Pressures for Tophole Well Integrity / J.Peuchen, M. Klein // OTC2011: Offshore Technology Conference, 2-5 May 2011, Houston. -Texas, 2011. - OTC Paper 21301.
204. Pietruszczak S.A. Constitutive Relations for Partially Saturated Soils Containing Gas Inclusions / S. Pietruszczak, G.N. Pande //Journal of Geotechnical Engineering. – 1996. - Vol. 122, № 1. - P. 50–59.
205. Pietruszczak S.A. Hypothesis for Mitigation of Risk of Liquefaction / S.A. Pietruszczak, G.N. Pande, M.Oulapour// Géotechnique. – 2003. - Vol. 53, № 9. –P. 833-838.
206. Rad N.S. Gas in Soils. II: Effect of Gas on Undrained Static and Cyclic Strength of Sand / N.S.Rad, A.J.D. Vianna, T. Berre // Journal of Geotechnical Engineering. – 1994. - Vol. 120, № 4. - P. 716-736.
207. Reinemann D.J. Theory of Small-diameter Airlift Pumps / D.J.Reinemann, J.Y. Parlange, M.B. Timmons // International Journal of Multiphase Flow. – 1990. - Vol. 16, № 1. –P. 113-122.
208. Sills G.C. Consolidation of Naturally Gassy Soft Soil / G.C. Sills, R.Gonzalez// Geotechnique. – 2001. - Vol. 51, № 7. – P. 629-639.
209. Sills G.C. Pore Pressures in Soils Containing Gas / G.C. Sills, S.D. Thomas// Chemo-mechanical Coupling in Clays: from Nano-scale to Engineering Applications: Proceedings of the Workshop on Chemo-mechanical Coupling in Clays, Maratea, Italy, 28-30 June 2001. - Maratea, 2002. - P. 211-222.
210. Sills G.C. The Significance of Gas for Offshore Operations / G.C. Sills, S.J. Wheeler // Continental Shelf Research. – 1992. - Vol. 12, № 10. – P. 1239-1250.
211. Site Investigations to Evaluate Flow Liquefaction Slides at Sand Heads, Fraser River Delta / H.A. Christian, D.J. Woeller, P.K. Robertson, R.C. Courtney //Canadian Geotechnical Journal. – 1997. - Vol. 34, № 3. – P. 384-397.
212. Sobkowicz J.C. TheUndrained Equilibrium Behaviour of Gassy Sediments / J.C.

- Sobkowicz, N.R. Morgenstern // Canadian Geotechnical Journal. – 1984. - Vol. 21, № 3.-P. 439-448.
213. Sparks A.D.W. Theoretical Considerations of Stress Equations for Partly Saturated Soils / A.D.W. Sparks // Proceedings of the 3rd African Regional Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, Salisbury, Rhodesia. - Rotterdam, 1963. –Vol. 1. – P. 215-218.
214. Thomas S.D. The Consolidation Behaviour of Gassy Soil / S.D. Thomas.-Trinity, 1987. – 264 p.
215. Wheeler S.J. The Stress-strain Behaviour of Soils Containing Gas Bubbles / S.J.Wheeler.– Hilary, 1986.–257 p.
216. Wheeler S.J. The Undrained Shear Strength of Soils Containing Large Gas Bubbles / S.J.Wheeler //Géotechnique.– 1988. - Vol. 38, № 3. –P. 399-413.
217. Wheeler S.J. A Conceptual Model for Soils Containing Large Gas Bubbles / S.J.Wheeler //Géotechnique. – 1988. - Vol. 38, № 3. - P. 389-397.
218. Wichman B.G.H.M. Experimental Validation of a Finite Strain Theory for Gassy Mud / B.G.H.M.Wichman, G.C. Sills, R. Gonzalez// Canadian Geotechnical Journal. – 2000. - Vol. 37, № 6.- P. 1227-1240.
219. Wroth C.P. Soil Mechanics: Property Characterization and Analysis Procedures / C.P. Wroth, G.T. Houlsby // Proceedings of the Eleventh International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, San Francisco, 12-16 August 1985. - Rotterdam, 1985. - Vol. 1. – P. 1-55.

Отчеты о научно-технической деятельности

220. Гидрометеорологические исследования в северной части Каспийского моря : науч.-техн. отчет / КаспМНИЦ. - Астрахань, 1997.
221. Временные локальные технические условия «Гидрометеорологические условия для проектирования объектов обустройства месторождения им. В. Филановского»: науч.-техн. отчет / ГУ «Гидрометцентр России»; ГУ «НИЦ «Планета» ; ГУ «АНИИ» и др. – М., 2009.
222. Временные локальные технические условия «Гидрометеорологические, гидрологические, ледовые и исходные расчетные данные для проектирования объектов второй очереди обустройства месторождения им. Ю. Корчагина»: науч.-техн. отчет / ГУ «Гидрометцентр России».– М., 2010.
223. Временные локальные технические условия «Гидрометеорологические, гидрологические, ледовые и исходные расчетные данные для проектирования объектов обустройства месторождения Сарматское и по трассам трубопроводов внешнего транспорта газа и конденсата»: науч.-техн. отчет / ГУ «Гидрометцентр России».– М., 2010.

224. Инженерно-геологический отчет «Анализ проектных решений конструкций свайных фундаментов платформ и направляющих для бурения скважин с учетом присутствия углеводородного газа на месторождении Им. В. Филановского. Северная часть Каспийского моря» договор № 5326/01 / ООО «Фугро Инжиниринг». – М., 2011.

225. Научно-технический отчет по теме «Выполнение работ по сейсмическому микрорайонированию участков строительства объектов обустройства месторождения им. В.Филановского (7 ледостойких стационарных платформ) в северной части Каспийского моря, подводных трубопроводов от месторождения им. В. Филановского до месторождения им. Ю Корчагина (трасса 40 км), подводных трубопроводов от месторождения им. В. Филановского до точки выхода на берег (трасса 114 км)» : Этап 1. «Сейсмическое микрорайонирование площадки ЛСП-1» месторождения им. В.Филановского и участка трассы подводного трубопровода от «ЛСП-1» месторождения им. В. Филановского до «ЛСП-1» месторождения им. Ю.Корчагина. Договор № 12V0837 / ИГЭ РАН. – Москва, 2012.

226. Обобщение и анализ материалов инженерно-геологических изысканий на нефтегазовых месторождениях Северного Каспия : отчет: в 2 ч. : доп. к контракту № 16-21/ АО «Моринжгеология». - Рига, 2003.

227. Отчет о выполнении инженерно-геодезических изысканий и инженерно-геофизических работ на структурах «Широтная» и «Сарматская» по договору № 18-98 с ЗАО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть» : в 3 т. / НПП «Южморгеошельф». - Геленджик, 1999.

228. Отчет «О результатах морских инженерно-геологических изысканий на объектах обустройства месторождения им. В. Филановского (Каспийское море). Геотехнические работы (итоговый) в 4-х частях. Часть III. Результаты геотехнических работ на площадке ЛСП-1 : в 4-х книгах / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2010 г;

229. Отчет «О результатах морских инженерно-геологических изысканий на объектах обустройства месторождения им. В. Филановского (Каспийское море). Геотехнические работы (итоговый) : в 4-х частях. Часть II. Результаты геотехнических работ на площадке ЛСП-2 в 4-х книгах / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2010 г;

230. Технический отчет: «О результатах морских инженерно-геологических изысканий на объектах обустройства месторождения им. В. Филановского. Геотехнические работы (Каспийское море) : в 4-х частях. Часть IV. Результаты геотехнических работ на площадке БК» / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2010 г;

231. Отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на площадке № 1-бис структуры «Ракушечная» : договор № 108/00 / «ВолгоградНИПИморнефть». - Волгоград, 2001.

232. Отчет о результатах инженерно-гидрографических и инженерно-геофизических работ на площадках «ЛСП-1», «ЛСП-2» и «БК», намеченных для размещения объектов

обустройства месторождения им. В. Филановского : в 4-х частях, часть III. Результаты работ на площадке «ЛСП-2» договор № 09V0097 / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2009.

233. Отчет о результатах морских инженерно-геологических изысканий на площадке №1 «Хазри» в Каспийском море / ООО «Моринжгеология», 2012 г.

234. Оценка инженерно-сейсмических и сейсмотектонических условий участка постановки буровой платформы в северо-западной части шельфа Каспийского моря: отчет по теме № 23 / ЗАО «Геоспецпроект». - М., 1997.

235. Сводный отчет о результатах инженерных изысканий на площадке № 2 структуры «Ракушечная»: договор № 110/01 / «ВолгоградНИПИморнефть». - Волгоград, 2002.

236. Сводный отчет о результатах инженерных изысканий на площадке № 3 структуры «Широтная»: этап 2 договора № 01M0573-111/01 / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». - Волгоград, 2002.

237. Технический отчет о результатах морских инженерных изысканий на объектах обустройства месторождения Сарматское и по трассам трубопроводов внешнего транспорта газа и конденсата (Каспийское море) : в 6 частях / ООО «Моринжгеология», Астрахань, 2010.

238. Технический отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на площадке «Ракушечная-8» (Каспийское море) : договор № 11V0059 / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2010.

239. Технический отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на структурах «Широтная» (площадка № 2), «Хвалынская» (площадки № 2 и № 3) и «Ракушечная» (площадка № 1) (шельф Каспийского моря): в 5 ч. : договор № 16-99 / АО «Моринжгеология». - Рига, 2001.

240. Технический отчет о результатах морских инженерно-геологических изысканий на площадке № 2 месторождения Сарматское в Каспийском море : в двух частях / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2011.

241. Технический отчет по сейсмическим работам, выполненным на площадке № 1 структуры «Карайская» : договор № 37-01 / НПП «Южморгеозэко». - Геленджик, 2002.

242. Технический отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на структуре «Ракушечная» в месте постановки СПБУ «Астра» для бурения поисковой скважины № 2: договор № 16-99 / АО «Моринжгеология». - Рига, 2002.

243. Технический отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на месторождении им. Ю. Корчагина в месте постановки СПБУ «Астра» для бурения поисковой скважины № 3 : доп. к контракту № 16-99 / АО «Моринжгеология». - Рига, 2002.

244. Технический отчет о результатах инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий на структуре «Карайская» в месте постановки СПБУ «Астра» для бурения поисковой скважины № 1 : договор № Д-42/02 / АО «Моринжгеология». - Рига, 2003.

245. Технический отчет «О результатах морских инженерно-геологических изысканий на объектах обустройства месторождения им. В. Филановского (Каспийское море). Геотехнические работы (итоговый) в 4-х частях. Ч. III. Результаты геотехнических работ на площадке ЛСП-1 : в 4-х книгах. Кн. III-4. Результаты лабораторных исследований и испытаний грунтов при динамических нагрузках» / ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2010.

246. Технический отчет о результатах инженерно-геологических изысканий на площадках №5 бис и №7 структуры «Ракушечная», на площадке №5 структуры «Широтная» (Каспийское море) : в 4 ч. : договор № 08/1277/ ООО «Моринжгеология». - Астрахань, 2009.

Нормативно-техническая документация

247. ГОСТ Р 54483-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования : утв. Ростехрегулированием 28.10.12 : ввод в действие с 01.07.12 / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – М. :Стандартинформ, 2012. – 23 с.

248. ГОСТ 25100-2011 - Грунты. Классификация : утв. Ростехрегулированием 12.17.12 : ввод в действие с 01.01.13 / «НОИЗ». – М. : Стандартинформ, 2013. – 42 с.

249. ГОСТ 31937-2011. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния : принят МНТКС 27.12.11 : ввод в действие с 01.01.14 / ГУП МНИИТЭП. – М. :Стандартинформ, 2014. – 55 с.

250. ВСН 41.88. Проектирование ледостойких стационарных платформ : утв. Миннефтепромом 15.09.88 : ввод в действие с 01.01.89 / ВНИПИморнефтегаз. - М.: Миннефтепром, 1988. - 138 с.

251. ВСН 51.3-85. Проектирование морских стационарных платформ: утв. Мингазпромом 21.01.85: ввод в действие с 01.07.85 / НИПИ «Гипроморнефтегаз».- М.: Мингазпром, 1985. - 68 с.

252. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ (ПБУ/МСП) : утв. Российским морским регистром судоходства : ввод в действие с 01.03.14 / НД №2-020201-013. — СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2014. — 488 с.

253. РД 153-34.2-21.342-00. Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений : утв. РАО «ЕЭС России» 27.12.00 : ввод в действие с 01.01.01 / АО "Институт Гидропроект". – М.: ОАО "НИИЭС", 2001. – 24 с.

254. РД 51.36-81. «Опорные колонны самоподъемной плавучей буровой установки. Методика расчета глубины задавливания в грунт» / НИПИ «Гидропромнефтегаз» – Баку : 1982.

255. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*: утв. Минрегионом России 28.12.10 : ввод в действие с 20.05.11 / НИИОСП им. Н.М. Герсеева. – М.: Минрегион, 2011. – 161 с.

256. СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85: утв. Минрегионом России 27.12.10 : ввод в действие с 20.05.11 / НИИОСП им. Н.М. Герсеева. – М.: Минрегион, 2011. – 85 с.

257. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87: утв. Минрегионом России 29.12.11: ввод в действие с 01.01.13 / НИИОСП им. Н.М. Герсеева – ОАО «НИЦ «Строительство». – М.: Минрегион, 2011. – 145 с.

258. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ»: утв. Госстроем России 14.10.97: ввод в действие с 01.03.98 / Госстрой России. — М.: ФГУП ПНИИИС Госстроя России, 2004. 44с.

259. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов»: утв. Госстроем России 25.09.00: ввод в действие с 01.01.01 / Госстрой России. — М.: ФГУП ПНИИИС Госстроя России, 2003. 89с.

260. СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазовых сооружений»: утв. Госстроем России 11.05.04 : ввод в действие с 01.07.04 / ОАО «ЛУКОЙЛ». — М.: ФГУП ПНИИИС Госстроя России, 2004. 88 с.

261. СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства»: утв. Госстроем России 10.07.97 : ввод в действие с 15.08.97 / Госстрой России. — М.: Госстрой России, 2001. 38 с.

262. СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96: утв. Госстроем России 10.12.12 : ввод в действие с 01.07.13 / «НОИЗ». — М.: Минрегион России, 2013. 110 с.

263. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*: утв. Минрегионом России 27.12.10: ввод в действие с 20.05.11 / (ЦНИИСК им. В.А. Кучеренко) - институт ОАО «НИЦ «Строительство». - М.: Минрегион России, 2011. - 83 с.

264. СП 58.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Общие положения»: утв. Минрегионом России 29.12.11 : ввод в действие с 01.01.13 / ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева». - М.: Минрегион России, 2013. 39 с.

265. Федеральный закон от 21.07.1997 №117-ФЗ “О безопасности гидротехнических сооружений”: утв. Гос. Думой РФ 23.06.97 [Электронный ресурс]/ СПС Консультант Плюс / Режим доступа: <http://www.pravo.gov.ru>.

266. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса: утв. Ростехнадзором, зарегестр. Минюстом России 17.09.14: ввод в действие с 07.05.15 / Серия 08. Вып. 23. - М.: ЗАО «НТЦ ПБ», 2015. - 68 с.

267. API RP 2A-WSD.Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design / American Petroleum Institute. – Washington, Twenty-First Edition, Errata and Supplement 1, 12/2002. – 242 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ. Документы о внедрении результатов диссертационной работы

«10» июня 2015 г. № 24/ 1827

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
«23 ГМПИ – филиала АО «31 ГПИСС»
по научной работе, к.т.н., доцент



Е.В. ЛЕСНИКОВ

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы
Маштакова Александра Сергеевича

Отдельные положения диссертационной работы «Инженерно-геологические аспекты обеспечения устойчивости инженерных сооружений месторождений Каспийского моря (на примере нефтяных платформ)», представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, реализованы при проектировании гидротехнических сооружений объектов ВМФ.

Предложенные соискателем Маштаковым А.С. методики снижения физико-механических свойств грунтов при динамическом воздействии на гидротехнические сооружения позволили учесть данный риск и тем самым повысить надежность сооружений.

Настоящий акт составлен комиссией в следующем составе:

Председатель:

ВРиО начальника отдела гидротехнических сооружений

Д.С. Абрамов

Члены комиссии:

Начальник отдела динамики сооружений, к.т.н.

А.А. Зайцев

Начальник отдела инженерных изысканий

Н.Г. Шаханин

Главный инженер проектов

А.А. Григорьев





Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде

В/от-944 02.06.2010

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы
Маштакова Александра Сергеевича

Комиссия в составе:

Председатель комиссии:

Заместитель директора филиала
по морским проектам

Бондаренко М.М.

Члены комиссии:

Начальник управления развития морских
компетенций

Даниляниц Ю.Р.

Начальник отдела перспективных морских
проектов и управления базами данных

Бардин И.Ю.

составили настоящий акт о том, что отдельные результаты диссертационной работы «Инженерно-геологические аспекты обеспечения устойчивости инженерных сооружений месторождений Каспийского моря (на примере нефтяных платформ)», представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, реализованы в проектах организации «Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде» на объектах лицензионного участка ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» Российского сектора Каспийского моря, а именно:

- «Расчет свайного основания» нескольких нефтяных платформ на месторождении им. В. Филиановского Российского сектора Каспийского моря;
- «Расчет глубины вдавливания опорных колонн и оценка устойчивости СПБУ на грунте» на нескольких площадках Российского сектора Каспийского моря.

Председатель комиссии:

Заместитель директора филиала
по морским проектам

Бондаренко М.М.

Члены комиссии:

Начальник управления развития морских
компетенций

Даниляниц Ю.Р.

Начальник отдела перспективных морских
проектов и управления базами данных

Бардин И.Ю.