



ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТЮМЕНСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»

**СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОБЛЕМЫ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ
ОТРАСЛИ**

Сборник статей

Тюмень, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	5
Батищев И.Н., Красовский А.Ю.	5
АВТОРСКИЙ НАДЗОР В СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЕ	
ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЦЕССА	5
Гаврик Н.Н., Ярунова К.С.....	17
КАЧЕСТВО ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ	
ЭКСПЕРТИЗЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	17
Ишутин А.Н.	29
ТИПОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ НА	
АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГАХ	29
Мухаметзянова К.С., Бутаков А.А.	35
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	
СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	35
Иванова И.И.	45
ПРОБЛЕМЫ ПРИ СОЗДАНИИ СМЕТ И ПРОЕКТОВ ОРГАНИЗАЦИИ	
СТРОИТЕЛЬСТВА.....	45
Солобоев.....	49
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ В	
НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ	49
Уфимцев А.Е., Ермак А.А.	53
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ	
ЗЕМЛИ В ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ	53
Шахтарина А.В.	59
ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ И ОСОБЕННОСТИ ВНЕДРЕНИЯ	
НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОННОГО	
ДОКУМЕНТООБОРОТА ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ	59
Раздел 2. ИННОВАЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО	
КОМПЛЕКСА	65
Аитова Ю.С.....	65

ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТИЗИРОВАННОГО ПОЖАРНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРУТУШЕНИЯ ПЛОЩАДКИ СБОРА И ПРИЕМА НЕФТИ «АРКТИКГАЗ».....	65
Асламов В.А., Спирина С.Н.	70
ТЕХНОЛОГИИ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ БУРЕНИЯ	70
Асламова Л.И.	81
ОТВОД ДОЖДЕВЫХ И ТАЛЫХ ВОД С ПОЛИГОНОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ В РАЙОНАХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	81
Афанасьев А.Ю., Звонарев М.Е.	90
ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ БЕСПРОВОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	90
Барнева Т.А., Буркова А.В., Вавер О.Ю.	106
ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ	106
Гребенюк Г.Н., Ходжаева Г.К., Вавер О.Ю.	114
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	114
Катаев К.А., Тырылгин И.В., Юдина Л.А.	120
К ВОПРОСУ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА	120
Кекелия Г.Ж.	125
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЯНАО, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	125
Коробейникова Ю.А.	133
ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД.....	133
Кучина К.В.	138
ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУНТОВ В СОСТАВЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ	138
Маринина Е.Н., Душечкин П.О., Заикин А.С.	169

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	169
Медведева О.Р.	174
ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЕНСАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ	174
Таранов А.С., Ермолаев А.И.	181
К ВОПРОСУ О НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	181
Шуркевич Д.А.	190
УПРАВЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРОЙ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	190
Приложение А	197
Приложение Б	202

АВТОРСКИЙ НАДЗОР В СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЦЕССА

1. Законодательная база для осуществления авторского надзора.

В соответствии со Сводом правил по проектированию и строительству СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений» авторский надзор является одним из видов услуг, оказываемых заказчику разработчиком рабочей документации на строительство объекта в соответствии с договором, и осуществляется в целях обеспечения соответствия решений, содержащихся в рабочей документации, выполняемым строительным и монтажным работам на объекте. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности», авторский надзор обязателен для опасных производственных объектов, то есть для объектов нефтегазовой отрасли – в подавляющем большинстве случаев.

Авторский надзор строительства объектов по проектам ЗАО «ТюменьНИПИнефть» (далее – Институт) производится на основании заключенных договоров в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001-2001 «Системы менеджмента качества. Требования», регламентирующего документа менеджмента качества Института – РД 21 «Авторский надзор», свода правил по проектированию и строительству СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений» и других нормативных документов.

Авторский надзор осуществляется специалистами – разработчиками рабочей документации, назначаемыми руководством Института. Руководителем специалистов, осуществляющих авторский надзор, назначается, как правило, главный инженер проекта.

Руководитель авторского надзора выдает специалистам задание и координирует их работу по ведению авторского надзора на объекте. При осуществлении авторского надзора за строительством объекта регулярно ведется журнал авторского надзора. Каждое посещение объекта строительства специалистами регистрируется в журнале.

Специалисты, осуществляющие авторский надзор, выезжают на площадку строительства для промежуточной приемки ответственных конструкций и освидетельствования скрытых работ в сроки, предусмотренные графиком, а также по специальному вызову заказчика в соответствии с договором.

2. Функциональные обязанности авторского надзора.

На объекте строительства в ходе производства работ обычно встречается ряд типичных нарушений:

- нарушения технологии производства работ;
- нарушения ведения исполнительной документации и процедур отчетности по ним;
- отклонения от проектных решений.

Кроме фиксации нарушений, авторский надзор включает участие в комиссиях по приемке объемов работ (скрытых работ, ответственных конструкций), таким образом фактически дублируя функции технического надзора, но с правом вносить изменения в рабочую документацию (такие полномочия у технического надзора отсутствуют).

Авторский надзор начинается на этапе строительства и служит для оперативной обратной связи между проектным институтом и заказчиком для устранения возникающих нестыковок (недочетов или упущений) проекта, допущенных по вине обеих сторон на разных этапах проектирования, и, тем самым, опосредованно приводит к выпуску новых изменений рабочей документации. Встречаются следующие типы ошибок в проектно-сметной документации (ПСД):

- некорректные исходные данные (неполные, ошибочные);
- ошибки (недочеты), допущенные в ПСД из-за несогласованности отделов (нестыковка между разделами проекта или марками чертежей в рабочей документации);
- нарушения требований нормативных документов.

Авторский надзор приводит к формализации вопросов по проектным недоработкам, по вопросам сопряжения на границе проектирования со сторонними проектными организациями-проектировщиками, по вопросам внесения изменений по инициативе заказчика. Такая оперативная связь существенно ускоряет процесс взаимодействия проектировщика и заказчика, а в ряде типичных случаев или спорных вопросах невозможна без присутствия представителя проектной организации на объекте

(освидетельствование, осмотр, фото- и видеосъемка) для дальнейшего перевода вопроса в конструктивное русло.

Рассмотрим типичные случаи взаимодействия специалистов, осуществляющих авторский надзор, и заказчика:

- если подрядная строительная или специализированная организация (далее подрядчик) отклонилась от проектных решений, необходимо отразить данный факт в журнале авторского надзора с указанием срока для исправления;

- если заказчик желает внести изменения в проект в одностороннем порядке и направляет соответствующее письмо проектировщику; это влечет за собой выпуск официального изменения в какой-либо части чертежей рабочей документации (РД), поэтому необходимо собрать сведения (о новом оборудовании, местоположении), осмотреть место монтажа на предмет возможного нарушения норм;

- если подрядчик отклонился от проектных решений, при этом они не противоречат нормам и правилам, не меняют несущей способности или иных свойств, или функций конструкций и узлов, тогда данное отклонение от проекта фиксируется подрядчиком в рамках исполнительной документации чертежом и подлежит согласованию со специалистом по авторскому надзору, так как необходимо внести соответствующие изменения и пояснения в рабочую документацию заказчика, сделать запись в журнале авторского надзора;

- если подрядчик не может продолжать строительство из-за ошибки проекта или его неоднозначности (неполноты его сведений), то необходимо произвести необходимый первичный анализ участка (конструкции, узла) и, если возможно, выработать новое техническое решение или внести уточнение. Если данное техническое решение не приводит к существенному удорожанию производства или если это удорожание согласовано с заказчиком (протоколом технического совещания на объекте или соответствующим уведомляющим письмом заказчика на Институт), то техническое решение подлежит согласованию в рамках авторского надзора и фиксируется соответствующей записью в журнале авторского надзора. Если для пояснения данного технического решения требуется чертеж, то это необходимо сделать на копии соответствующего листа из РД (со штампом «допущено в производство работ»). Все производимые изменения – поясняющие чертежи или текстовая часть – вне журнала авторского надзора скрепляются индивидуальной печатью и подписью специалиста авторского надзора.

Таким образом можно выделить ряд функциональных обязанностей авторского надзора:

1. Своевременное решение вопросов, связанных с необходимостью внесения изменений в РД и контроль их исполнения.

2. Содействие ознакомлению работников, осуществляющих строительные и монтажные работы, и представителей заказчика с проектной и рабочей документацией.

3. Информирование заказчика о несвоевременном и некачественном выполнении указаний специалистов, осуществляющих авторский надзор, для принятия оперативных мер по устранению выявленных отступлений от РД и нарушении требований нормативных документов.

4. Участие в освидетельствовании скрывааемых возведением последующих конструкций работ, от качества которых зависят прочность, устойчивость, надежность и долговечность возводимых зданий и сооружений; в приемке в процессе строительства отдельных ответственных конструкций.

5. Регулярное ведение журнала авторского надзора и выполнение других работ и услуг, указанных в договоре.

6. Выборочная проверка соответствия производимых строительных и монтажных работ рабочей документации и требованиям строительных норм и правил.

7. Выборочный контроль качества и соблюдения технологии производства работ, связанных с обеспечением надежности, прочности, устойчивости и долговечности конструкций и инженерного оборудования.

8. Контроль выполнения указаний, внесенных в журнал авторского надзора.

9. Внесение предложений в органы Государственного архитектурно-строительного надзора и другие надзорные органы о приостановлении в необходимых случаях строительных и монтажных работ, выполняемых с выявленными нарушениями, и принятии мер по предотвращению нарушений авторского права на произведение архитектуры, в соответствии с законодательством.

3. Критерии эффективности и качества авторского надзора:

3.1. Исполнение графика выездов на объекты для проведения авторского надзора.

3.2. Своевременное выявление факторов, влияющих на качество строительства: комплектность проектно-сметной документации на

площадке строительства; соответствие проектной документации доставленных на объект оборудования, материалов и наличия документов, подтверждающих их качество; соблюдение подрядной организацией проектных решений, предусмотренных в рабочей документации, технологической последовательности работ при строительстве, методов производства работ, обеспечивающих качество строительства, соблюдение требований нормативных документов.

3.3. Выявление ошибок в проектной документации и принятие мер для корректирующих действий.

Оценка деятельности авторского надзора может быть коллективной и индивидуальной (для каждого специалиста). Подведение итогов оценки производится один раз в квартал и учитывается при определении КТУ, распределении премий, продвижении по карьерной лестнице.

4. Организация авторского надзора.

При реализации инвестиционных проектов и целевых программ авторский надзор осуществляется с ежедневным присутствием представителей проектной организации на объекте строительства для контроля соответствия строительства всем проектным решениям, предусмотренным рабочей документацией.

При реализации программ авторский надзор осуществляется с периодическим присутствием представителей проектной организации на объекте строительства, при этом учитывается необходимость присутствия специалистов авторского надзора при производстве следующих работ:

- освидетельствовании скрытых работ в соответствии с указанным в рабочей документации перечнем скрытых работ;
- испытании объекта в объеме требований проекта и программы испытаний;
- приемке в эксплуатацию построенного объекта.

Совмещение работ по ведению авторского надзора на нескольких объектах должно быть согласовано между заказчиком и генпроектировщиком, при этом совмещение работ одним специалистом авторского надзора за двумя и более объектами строительства возможно при следующих условиях:

- разработчиком РД по объектам строительства является одна проектная организация;

- объекты территориально расположены в пределах площадки строительства;
- сроки проведения строительно-монтажных работ на объектах совпадают.

Сроки проведения работ по авторскому надзору устанавливаются утвержденным графиком авторского надзора, в соответствии с последовательностью производства работ. Дата, цель и сроки пребывания представителей проектной организации на объекте строительства указывается заказчиком в письменном запросе к генпроектировщику (вызове представителей проектной организации).

Заказчик в соответствии с утвержденными программами по строительству, техническому перевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов разрабатывает план-график авторского надзора на планируемый год и направляет его генпроектировщику на согласование.

Генпроектировщик согласовывает план-график авторского надзора, разрабатывает на его основе графики выполнения работ по авторскому надзору на объектах строительства (пообъектные графики, сметы), и направляет их заказчику на утверждение. В пообъектных графиках указывается количество специалистов авторского надзора и сроки посещения ими объектов строительства.

Заказчик утверждает план-график и пообъектные графики авторского надзора и направляет их генпроектировщику для подготовки договоров.

Генпроектировщик готовит проекты договоров с заказчиком на осуществление авторского надзора и направляет их ему для подписания.

Заказчик подписывает договоры на авторский надзор и передает их генпроектировщику для организации выполнения работ по авторскому надзору.

За 30 дней до начала строительства объекта заказчик обязан направить генпроектировщику утвержденный график строительно-монтажных работ (СМР) на весь период строительства.

При необходимости, по запросу генпроектировщика, заказчик в срок до 27 числа каждого месяца, предшествующего выполнению СМР, направляет генпроектировщику суточно-месячный график строительства.

За 10 дней до начала выполнения СМР генпроектировщик передает приказ о назначении руководителя и специалистов, ответственных за

ведение авторского надзора, график выполнения авторского надзора и журнал авторского надзора (прошнурованный и скрепленный печатью, в двух экземплярах) заказчику.

Генпроектировщик обязан обеспечить прибытие специалистов авторского надзора на объект строительства в соответствии с утвержденным графиком и договором, не позднее выхода подрядной организации на объект строительства.

В проекте организации строительства и сметной документации учитываются ресурсы проектных организаций, необходимые для осуществления авторского надзора (количество специалистов, время их присутствия на объектах, затраты, связанные с предоставлением жилья, транспорта, средств связи и пр.).

Для проведения авторского надзора заказчик обеспечивает специалистов авторского надзора средствами радио-, телефонной, факсимильной и электронной связи и другими необходимыми ресурсами (оргтехникой, транспортом) в соответствии с договором.

Заказчик обязан обеспечить доступ специалистам, осуществляющим авторский надзор, на все строящиеся объекты и места производства СМР.

При разработке графиков выполнения работ по авторскому надзору за строительством генпроектировщик согласовывает с заказчиком необходимую численность специалистов авторского надзора, исходя из выполняемого объема СМР, определенного в утвержденном графике СМР на весь период строительства.

При осуществлении авторского надзора за строительством линейной части магистрального трубопровода инвестиционного объекта, количество специалистов определяется сложностью прохождения трассы, климатическими и инженерно-геологическими условиями, количеством водных и искусственных преград, числом комплексных технологических потоков (КТП), но при этом из расчета не менее одного специалиста на один КТП или не менее одного специалиста на линейный участок магистрального трубопровода протяженностью до 30 км.

При осуществлении авторского надзора за строительством нефтеперекачивающих и газоперекачивающих станций, резервуарных парков, приемо-сдаточных пунктов и т.п. объектов количество специалистов определяется из объема выполняемых одновременно видов работ на площадке строительства, но при этом из расчета не менее двух специалистов на промежуточных станциях (без

резервуарных парков), и не менее трех специалистов на станциях с резервуарными парками.

При осуществлении авторского надзора за строительством объектов связи количество специалистов определяется из расчета не менее одного специалиста на 100 км линейного участка.

При осуществлении авторского надзора за строительством объектов внешнего электроснабжения количество специалистов определяется по согласованию с Заказчиком, но не менее одного специалиста на каждые 150 км одноцепной высоковольтной линии и на каждую подстанцию электроснабжения.

Для соблюдения объема оказанных услуг авторского надзора, генпроектировщик направляет специалистов авторского надзора на объект только в соответствии с официальными обращениями (заявками) заказчика, в количестве, не превышающем численность, предусмотренную договором.

При увеличении численности необходимого числа специалистов авторского надзора на объекте заказчик направляет в адрес Генпроектировщика письменное обращение о заключении дополнительного соглашения.

При изменении сроков начала СМР заказчик инициирует направление в адрес генпроектировщика дополнительного соглашения в части изменения сроков проведения авторского надзора и, при необходимости, стоимости авторского надзора.

Проект производства работ (ППР), разработанный подрядной строительной или специализированной организацией, рассматривается и согласовывается генпроектировщиком, разработавшим проектную документацию. Затраты на рассмотрение и согласование ППР компенсирует Заказчик или подрядная строительная организация по отдельному договору на оказание экспертно-консультационных услуг.

5. Осуществление авторского надзора на объекте строительства.

Авторский надзор за строительством объектов осуществляется специалистами проектной организации в соответствии со сроками, установленными типовым договором и графиком выполнения работ по авторскому надзору за строительством.

В случаях, если сроки фактического выполнения СМР не соответствуют графику авторского надзора, за 15 дней до вновь запланированного срока посещения объекта специалистами

авторского надзора заказчик письменно извещает генпроектировщика о новых сроках направления на объект специалистов авторского надзора и направляет генпроектировщику откорректированный график выполнения работ по авторскому надзору за строительством.

При необходимости вызова представителя проектной организации во внеочередном порядке вызов осуществляется письменным запросом через представителя заказчика в срок не позднее 2 дней до назначенной даты плюс время в пути. В запросе указывается цель вызова специалиста, дата, срок нахождения на объекте.

Проектная организация обязана направить своего представителя в указанные сроки.

В случаях, когда внеочередной вызов не предусмотрен графиком авторского надзора (дополнительный вызов), затраты проектной организации компенсируются стороной, инициировавшей вызов, на основании дополнительного соглашения. Исключением являются случаи, когда причиной вызова явились неточности в рабочей документации, допущенные проектной организацией, зафиксированные совместным протоколом. Протокол готовится представителем заказчика и подписывается проектной организацией, органом строительного контроля и заказчиком.

При ежедневном присутствии специалистов проектных организаций на объекте строительства отъезд специалистов с объекта допускается только после передачи ими работ вновь прибывшим специалистам и внесения соответствующих записей в журнал авторского надзора о смене представителей проектной организации.

Отзыв (замена) специалиста и руководителя авторского надзора с объекта строительства производится решением генпроектировщика совместно с организацией, направившей его на объект, по письменному мотивированному обращению заказчика в случаях подтверждения низкой квалификации.

В срок до 10 дней после завершения строительства специалистами проектной организации, выполнявшими авторский надзор на объекте, составляется отчет о результатах авторского надзора и направляется заказчику. В состав отчета входит:

- утвержденный график выполнения работ по авторскому надзору на объекте строительства;
- приказ о назначении специалистов по ведению авторского надзора, протокол аттестации специалистов авторского надзора;
- копия журнала авторского надзора за строительством.

Реестр изменений и внесенных корректировок в РД, выполненных в процессе осуществления авторского надзора, включает:

1) изменения по устранению ошибок, допущенных при проведении изысканий, обследований, ввиду несоответствия данных проектно-изыскательских работ фактическим;

2) изменения по устранению ошибок, допущенных при проектировании. В этих случаях используется кодировка ошибок и замечаний, установленная генпроектировщиком для применения экспертами при экспертизе проектов;

3) изменения, связанные с заменой оборудования, в соответствии с запросом заказчика;

4) изменения технологии выполнения СМР, внесенные по обращению заказчика;

5) изменение проектных решений в рамках действующей нормативной документации по обращению заказчика;

6) изменения, связанные с вводом в действие новых нормативных документов на основании обращения Заказчика;

7) изменения, связанные с действиями третьих лиц (предписания надзорных органов, изменившиеся обстоятельства, не зависящие от заказчика и генпроектировщика).

Реестр изменений РД, выполненных в процессе осуществления авторского надзора, подлежит ежедневной актуализации и должен постоянно находиться на объекте строительства.

В процессе осуществления авторского надзора генпроектировщик еженедельно предоставляет в адрес заказчика информацию о ходе авторского надзора за строительством объектов.

В предоставляемых отчётах содержится информация о сроках присутствия специалистов авторского надзора на объекте и всех выданных замечаниях о нарушениях нормативно-технической и рабочей документации. При наличии не устранённых замечаний, заказчик информирует подрядчика по СМР о некачественном выполнении работ и принимает меры по скорейшему устранению замечаний.

При осуществлении авторского надзора на объектах с периодическим присутствием, во время отсутствия специалистов на объекте заказчик для снятия выявленных замечаний, отраженных в журнале авторского надзора, письменно уведомляет генпроектировщика об устранении выявленных нарушений с приложением подтверждающих документов.

Все письменные обращения подрядных строительных организаций, их поставщиков, заводов-изготовителей по вопросам проектно-исследовательских работ, рабочей документации, должны осуществляться через заказчика, по его письменным обращениям к генпроектировщику и подрядным проектным организациям.

6. Структура инвестиционного процесса строительства и место авторского надзора в ней.

Инвестиционный процесс инициируется заказчиком (инвестором), обладающим деньгами и желанием вложить их и получить прибыль. Затем идет проектировщик (автор проекта). После заказчик находит подрядчика, который бы осуществил его замысел. Также присутствует государство в лице надзирающей структуры – экспертизы, которая отвечает за недопущение создания опасных производств или объектов.

Рассмотрим процесс взаимодействия с заказчиком в рамках договора авторского надзора. Заказчик при заключении договора на строительство стремится максимально удешевить строительство. Несмотря на наличие проектно-сметной документации, заказчик заинтересован в сокращении своих затрат.

Далее – подрядчик, получив согласованный с заказчиком договор на строительство, стремится продолжить эту линию и тоже сэкономить как за счет материалов, так и за счет рабочей силы.

Так, ряд работ можно выполнить при помощи неквалифицированных строителей: например, обратную засыпку, выполнение песчано-цементных стержней – как правило, те работы, которые никто не контролирует, даже технадзор заказчика. Это считается предельно элементарным видом работ, в которых, как принято, нельзя ничего испортить, хотя как раз на этой стадии и возникают все основные дефекты. Например, обратная засыпка трубопровода происходит грунтом с включением комьев диаметром до 1 метра, а нормативные документы разрешают только с включением комков диаметром не более 50 миллиметров.

Кроме того, опытный подрядчик может предлагать начинающему заказчику сэкономить в ходе строительства на чем-то еще.

В результате, в строительстве возникают определенные проблемы, связанные с этими отступлениями от проекта. В итоге ничего сэкономить не удастся, а отступления приводят к удорожанию строительства по сравнению с ранее составленной сметой. Кроме того, зачастую сроки строительства удлиняются.

Результатом становится ситуация, в которой специалисты по авторскому надзору ставятся перед фактом подобных нарушений, так как договор авторского надзора заключен, его нужно выполнять и согласовывать некие малозначимые, с точки зрения заказчика, отступления от проекта. При этом заказчик почти всегда готов привести в соответствие с нормативно-законодательной базой все допущенные «модернизации» и «импровизации», но не способен оплатить легализацию внесенных изменений с учетом острого лимита времени и всех затрат.

Складывается неприятная ситуация: изменения внесены. Чтобы делать это официально и легально, нужно в значительной мере переделать комплект документации по всем разделам, для этого нужны деньги, поскольку это не предусмотрено рамками предыдущих договоров, в том числе и договора авторского надзора; также требуется время на проектирование, на уточнения при строительстве. Что касается заказчика, то он не располагает ни дополнительным временем, ни желанием инвестировать еще часть дополнительных средств для того, чтобы привести все в полное соответствие с действующим нормативным законодательством. Из этой ситуации приходится выходить либо путем частичной компенсации – что можно изменить, внести, либо путем договоренности.

Постулат «заказчик всегда прав» в контексте вышеизложенного означает еще изначальную ответственность самого заказчика за все принимаемые им решения. Заказчик волен был не менять проектных решений, полученный проектный продукт мог без изменений реализовываться. Но если заказчик пошел на отступления от проекта, он должен быть готов к тому, что ему придется нести дополнительную часть затрат для того, чтобы соблюсти свои интересы. В этом контексте фигура заказчика, его позиция, является самой важной, потому что он принимает решение о том, каким именно будет конечный результат

Часто заказчик не понимает этой ответственности и не хочет видеть этой причинно-следственной связи, ожидает, что в рамках авторского надзора узаконятся любые проектные изменения в рабочем порядке, то есть прямо на объекте. Но это в принципе невозможно, например, если вопрос касается изменений генерального плана объекта или ввода дополнительных линий в технологической части. Специалист авторского надзора является представителем проектировщика, не более и не менее, он не несет и не может нести

ответственности за все проектные решения в одном лице, тем более не может являться заменой проектировщика в одном своем лице.

Для формализации процедур взаимодействия между заказчиком и специалистом авторского надзора, и с тем, чтобы провести черту, которой ограничиваются функции специалиста авторского надзора, разрабатываются регламентирующие это взаимодействие документы, где описаны процедуры взаимодействия, сроки исполнения и замечания по документообороту.

Список использованных источников:

1. Постановление Правительства РФ от 05.03.2007 №145.
2. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию".
3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
4. Градостроительный кодекс РФ.

Гаврик Н.Н., Ярунова К.С.

КАЧЕСТВО ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Закрытое акционерное общество «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (ТюменьНИПИнефть) был создан 17 января 2008 года в городе Тюмени для научного и проектного обеспечения развития предприятий нефтяной и газовой промышленности на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ненецкого автономного округа, юга Тюменской области, Иркутской области. На сегодняшний день ТюменьНИПИнефть – один из динамично развивающихся научно-исследовательских и проектных институтов в Западно-Сибирском регионе. Для более эффективного и оперативного обеспечения работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецком автономном округе 24 февраля 2009 года в г.

Нижневартовске был создан Ханты-Мансийский филиал ТюменьНИПИнефть.

Институт ЗАО «ТюменьНИПИнефть» осуществляет комплексное проектирование обустройства нефтегазовых месторождений, а также отдельных линейных и площадочных объектов, а именно:

- газо-, нефтепроводов, водоводов;
- автодорог, карьеров добычи общераспространенных полезных ископаемых;
- площадок кустов скважин, дожимных насосных станций, кустовых насосных станций, РВС, УПСВ;
- узлов учета нефти и газа;
- объектов энергетического хозяйства;
- жилых поселков, опорных баз промыслов, вертолетных площадок, и др.

В сферу деятельности ЗАО «ТюменьНИПИнефть» входит:

- разработка технологических регламентов;
- разработка систем связи;
- разработка проектов консервации и демонтажа;
- проектирование природоохранных объектов: КОС, ВОС, водозаборных сооружений;
- проектирование объектов утилизации отходов: полигонов по переработке и хранению промышленных и бытовых отходов, заводов по переработке отходов;
- разработка проектов, регламентов по восстановлению, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, поверхностей торфяных болот;
- разработка проектов по добыче, переработке и эффективному использованию торфа для экологических мероприятий на территории нефтяных месторождений.

После выполнения проектной части, объект направляется на государственную экспертизу регионального или федерального уровня.

Основная часть проектов ТюменьНИПИнефть направляется на экспертизу федерального уровня.

Известно, что основой для обеспечения безаварийной и высокоэффективной эксплуатации объектов капитального строительства является разработка качественной проектной документации, выполненной в соответствии с результатами проведенных инженерных изысканий.

При проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий выявляются нарушения требований, установленных положениями федеральных законов, иных нормативно-правовых актов и нормативных технических документов в области проектирования и выполнения инженерных изысканий для подготовки проектной документации, а также существенные нарушения в части обеспечения конструктивной надежности и безопасности объектов капитального строительства, то есть ошибки в разработке проектных решений.

В данной статье рассматриваются основные методы повышения качества проектной документации. Поскольку систематический анализ проектной документации и результатов инженерных изысканий показывает, что качество документации находится в удовлетворительном состоянии, то подобное положение дел в проектном комплексе диктует настоятельную необходимость усиления контроля за качеством проектной продукции, так как предупреждение самой возможности возникновения аварийных ситуаций во многом определяется на этапе экспертного рассмотрения проектной документации как внутри проектной организации, так и органами государственной экспертизы.

Основными причинами появления большинства замечаний при прохождении государственной экспертизы в проектно-сметной документации являются:

1. Несвоевременное предоставление заказчиком исходно-разрешительной документации;
2. Неокончательное внедрение системы мониторинга взаимодействия между проектными отделами в части сроков производства проектно-сметной документации;
3. Длительное утверждение землеустроительных документов надзорными органами;
4. Противоречия нормативных документов и положений нового законодательства приводят к их неоднозначному толкованию авторами проектных решений и экспертными органами. В результате при проведении государственной экспертизы выявляются многочисленные несоответствия проектных решений новому законодательству.

Пути устранения причин появления замечаний.

Важнейшим этапом сдачи проектной документации на экспертизу является подготовка исходно-разрешительной документации (ИРД), включающей в себя следующий перечень:

- Утвержденное и согласованное задание на проектирование и техническое задание;

- Утвержденные технические условия на разработку проекта, электроснабжение, АСУ ТП и т.п.;

- Утвержденные землеустроительные документы (акты выбора, договоры аренды земель или лесных участков, кадастровые паспорта, проекты лесных участков, и т.п.).

- Утвержденный и согласованный градостроительный план;

- Доверенность от заказчика на сдачу проектной документации;

- Справки об источнике финансирования и состоянии строительства;

- Лицензия на право пользования недрами.

- Заключения контролирующих органов (по историко-культурному наследию, малочисленным народам Севера, территориям традиционного природопользования и т.п.).

На основании вышеуказанных причин неоднократно повторяющихся замечаний в проектных отделах разработаны планы корректирующих и предупреждающих действий с целью уменьшения замечаний государственной экспертизы и улучшению выпускаемой проектно-сметной документации.

В системе TDMS ТюменьНИПИнефть систематически обновляется информация о количестве полученных замечаний по каждому объекту, выявляются повторяющиеся замечания. Данный метод обработки информации позволяет наглядно проследить качество работы отделов института. По наиболее характерным замечаниям экспертизы подготовлены планы корректирующих и предупреждающих действий.

Сводные данные по количеству замечаний экспертизы федерального и регионального значения по объектам за 2013 год приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводные данные по количеству замечаний экспертизы федерального и регионального значения по объектам за 2013 год

Проектный отдел	Период	Всего поступило замечаний	Количество повторяющихся замечаний
(ТО) Технологический отдел	I кв.	29	2
	II кв.	102	4
	III кв.	2	0
	IV кв.	57	0
	Всего за год	190	6
(ОТТ) Отдел трубопроводного транспорта	I кв.	13	0
	II кв.	58	4
	III кв.	0	0
	IV кв.	10	0
	Всего за год	81	4
(ОГП) Отдел генплана	I кв.	22	0
	II кв.	139	12
	III кв.	5	0
	IV кв.	22	3
	Всего за год	188	15
(ОД) Отдел дорог	I кв.	10	0
	II кв.	6	0
	III кв.	0	0
	IV кв.	18	0
	Всего за год	34	0
(АСО) Архитектурно- строительный отдел	I кв.	29	3
	II кв.	92	8
	III кв.	4	0
	IV кв.	7	1
	Всего за год	132	12
(ОЗ) Отдел землеустройства	I кв.	7	0
	II кв.	28	0
	III кв.	2	0
	IV кв.	18	0
	Всего за год	55	0
Отдел ОВиБК	I кв.	29	0
	II кв.	90	8
	III кв.	3	0
	IV кв.	4	0
	Всего за год	126	0

Проектный отдел	Период	Всего поступило замечаний	Количество повторяющихся замечаний
(ОЭТ) Отдел электротехнический	I кв.	19	0
	II кв.	97	10
	III кв.	0	0
	IV кв.	13	0
	Всего за год	129	10
Отдел КИПиА и связи	I кв.	25	1
	II кв.	67	11
	III кв.	0	0
	IV кв.	15	3
	Всего за год	107	15
(СП) Отдел смет и ПОС	I кв.	62	7
	II кв.	182	30
	III кв.	7	1
	IV кв.	27	2
	Всего за год	278	40
(ООС) Отдел охраны окружающей среды	I кв.	46	1
	II кв.	91	7
	III кв.	39	1
	IV кв.	15	1
	Всего за год	191	10
(ОПБ) Отдел промышленной безопасности	I кв.	26	2
	II кв.	89	9
	III кв.	6	0
	IV кв.	16	5
	Всего за год	137	16
(ОВП) Отдел нормоконтроля, выпуска проектов и архив	I кв.	0	0
	II кв.	0	0
	III кв.	0	0
	IV кв.	0	0
	Всего за год	0	0
ИИ (ИЭИ) Отдел инженерных изысканий	I кв.	59	2
	II кв.	140	16
	III кв.	22	2
	IV кв.	26	3
	Всего за год	247	23
Бюро ГИП (Раздел 1 «ПЗ», ИРД)	I кв.	10	0
	II кв.	72	0
	III кв.	32	0
	IV кв.	11	0

Проектный отдел	Период	Всего поступило замечаний	Количество повторяющихся замечаний
	Всего за год	125	0
Отдел проектирования строительства скважин (ОПС)	I кв.	38	0
	II кв.	127	11
	III кв.	22	0
	IV кв.	0	0
	Всего за год	187	11
Всего замечания по объектам		2207	172

В целом, вопросы качества проектной документации, вопросы качества строительства, обеспечения надежности и безопасности возводимых зданий и сооружений являются многофакторной проблемой, требующей совместной скоординированной деятельности всех участников процесса подготовки, производства и утверждения проектно-сметной документации.

Также на качестве принятых проектных решений, безусловно, сказывается текущее состояние нормативно-технической и нормативно-правовой базы в строительстве. Но в настоящее время не проводится систематическая работа по адаптации применяемых нормативных документов к новым законодательным актам. Противоречия нормативных документов и положений нового законодательства приводят к их неоднозначному толкованию авторами проектных решений и экспертными органами. В результате при проведении государственной экспертизы выявляются многочисленные несоответствия проектных решений новому законодательству.

В ЗАО «ТюменьНИПИнефть» выявлены следующие проблемные вопросы в части, относящейся к проектированию проектной документации и результатам инженерных изысканий:

1. Частью 7 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (далее – ГК) отклонение параметров объекта капитального строительства от проектной документации, необходимость которого выявилась в процессе строительства объекта, допускается только на основании вновь утвержденной заказчиком проектной документации после внесения в нее соответствующих изменений в порядке, разработка которого возложена на Министерство регионального развития Российской Федерации.

Указанный порядок должен содержать также описание условий, при которых возможно внесение изменений в проектную документацию как после начала строительства, так и до него.

Таким образом, ГК предусмотрено внесение изменений в проектную документацию после начала строительства, при этом строительство или реконструкция объекта капитального строительства должны вестись в полном соответствии с проектной документацией, утвержденной заказчиком.

Однако, закон не устанавливает запрета на внесение заказчиком изменений в проектную документацию и до начала строительства, а Положение о порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 5 марта 2007 года № 145 прямо указывает на то, что одним из оснований повторной государственной экспертизы является внесение изменений в проектную документацию, как вызванное необходимостью устранения несоответствия проектной документации требованиям технических регламентов (т.е. после отрицательного заключения государственной экспертизы), так и обусловленное иными обстоятельствами (например, применением новых технологий, изменением проектных решений, применением иного оборудования).

Поскольку закон не содержит ни запрета на внесение изменений, ни указания на то, что вопрос об условии и пределах внесения изменений должен быть урегулирован на уровне акта Правительства РФ, а постановление Правительства РФ от 5 марта 2007 года № 145 также не указывает на то, что данный вопрос будет урегулирован иным актом Правительства РФ, соответственно, установление правил исполнения закона и нормативных правовых актов Правительства РФ в этой части – даже при отсутствии непосредственного указания – должно осуществляться федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на организацию и проведение государственной экспертизы проектной документации.

Отсутствие порядка, регулирующего условия, допускающие внесение изменений в проектную документацию (прежде всего, в случае осуществления строительства, реконструкции и капитального ремонта за счет бюджетных средств), создает возможность для внесения таких изменений исключительно с целью увеличения заявленной сметной стоимости.

2. Постановлением Правительства РФ от 15 февраля 2011 г. № 73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам» внесены изменения в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденное Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», а именно содержание подраздела «Технологические решения» раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» дополнено следующими требованиями:

- описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, – для объектов производственного назначения;

- описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов, – для зданий, строений, сооружений социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается одновременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима.

Приказом Министерства регионального развития РФ от 05 июля 2011 г. № 320 «Об утверждении свода правил «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» (далее – СП 132.13330.2011) утвержден свод правил, устанавливающий минимально необходимые требования к проектным решениям, позволяющим обеспечить антитеррористическую защищенность объектов. Требования СП 132.13330.2011 установлены для проектирования объектов социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается одновременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима.

Требования для разработки проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект

физических лиц, транспортных средств и грузов, для объектов производственного назначения не установлены. Отсутствие установленных требований не дает возможность оценить соответствие подраздела «Технологические решения» для различных типов производственных объектов.

Федеральным законом от 28 ноября 2011 года № 337-ФЗ в ГК внесены изменения, устанавливающие что проектная документация объектов капитального строительства в своем составе должна содержать в том числе раздел «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства». Соответствующие требования для разработки данного раздела также не установлены действующим законодательством.

3. Остаются актуальными вопросы по составу и содержанию разделов проектной документации в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 в отношении комплексного объекта капитального строительства производственного назначения, включающего в свой состав линейные объекты (например, кустовые площадки скважин с технологическими зданиями и сооружениями и нефтесборные сети, водоводы системы ППД, автомобильные дороги, воздушные линии электропередачи). Отсутствие однозначных требований к составу разделов в данном случае приводит к разногласиям с государственной экспертизой по формированию разделов проектной документации.

4. Область отношений в части обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений регулируется двумя Федеральными законами «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (от 30.12.2009 № 384-ФЗ) и «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (от 22.07.2008 № 123-ФЗ), причем своды правил по пожарной безопасности (СП 1.13130.2009 ... СП 12.13130.2009) вошли в перечни документов в области стандартизации, применением которых на добровольной основе обеспечивается выполнение требований как одного, так и другого технических регламентов (приказы Ростехрегулирования от 30.04.2009 № 1573 и от 18.05.2011 № 2244).

Приказом Ростехрегулирования от 18.05.2011 № 2244 в перечень документов в области стандартизации, применением которых на добровольной основе обеспечивается выполнение требований

«Технического регламента о безопасности зданий и сооружений», включены отдельные пункты и разделы сводов правил (актуализированных СНиП). По-видимому, разработчики имели целью дополнить данный перечень пунктами и разделами СНиП, которые не включены в перечень, утвержденный распоряжением Правительства РФ от 21.07.2010 № 1047-р (документы или их части обязательного применения). Однако, в связи с тем, что нумерация пунктов и разделов актуализированных и неактуализированных СНиПов не совпадает, для многих сводов правил указаны несуществующие пункты.

5. Пункт 3 постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» определил Министерству РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по согласованию с Министерством регионального развития, Министерством природных ресурсов, Министерством обороны и Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору до 1 апреля 2008 г. представить в Правительство РФ в установленном порядке предложения о дополнительных требованиях к содержанию разделов проектной документации на объекты, указанные в части 14 статьи 48 ГК, в части мероприятий по гражданской обороне и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Учитывая, что до настоящего времени данный вопрос окончательно не решен, требования к содержанию раздела проектной документации «Мероприятия гражданской обороны, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» регламентируются сводом правил СП 11-107-98 «Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства», в котором не отражены изменения нормативной базы в области ГО и ЧС.

6. В связи с отсутствием в законодательстве о градостроительной деятельности Российской Федерации понятий «очередь строительства» и «пусковой комплекс» заказчиками и проектировщиками принимаются неверные решения по выделению в проектной документации этапов строительства (в нарушение понятия, определенного пунктом 2 Положения, утвержденного постановлением

Правительства РФ от 05.03.2007 № 145) – представленные проектные решения не удовлетворяют требованиям размещения «на одном земельном участке» и «автономности» при эксплуатации. Как правило, под этапом строительства предлагаются технические решения по отдельным зданиям (сооружениям) входящим в технологическую цепочку объекта проектирования, но финансирование строительства которых и регистрация в надзорных органах, заказчиком предполагается выполнить отдельно от всего объекта проектирования.

7. В 2011 году в ГК внесены существенные изменения, касающиеся градостроительной деятельности, в том числе в части проведения государственной экспертизы проектной документации.

Одним из изменений, непосредственно касающихся порядка проведения государственной экспертизы, является дополнение ГК понятиями «реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)», «реконструкция линейных объектов», «капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)» и «капитальный ремонт линейных объектов».

Зачастую при представлении на государственную экспертизу обнаруживается, что наименование проектной документации не соответствует работам, предусмотренным в ней. Из-за этого возникали трудности с определением полномочий по проведению государственной экспертизы. В связи с тем, что законодательством о градостроительной деятельности на сегодняшний день определены понятия «реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)», «реконструкция линейных объектов», «капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)» и «капитальный ремонт линейных объектов», заказчику необходимо отражать в наименовании проектной документации вид строительства объекта в соответствии с установленными определениями.

Учитывая важное значение применения современных информационных технологий и компьютерных программ в производственной деятельности Института в 2013 году продолжена работа по дальнейшему оснащению проектных подразделений программными продуктами, что позволило ускорить процесс производства проектно-сметной документации, сократить время подготовки достоверных технологических и конструктивных

расчетов, а также участвовать в более сложных проектах, в которых требуется необходимая расчетная база для возведения зданий и сооружений.

На сегодняшний день ЗАО «ТюменьНИПИнефть» имеет четкую организационную структуру, квалифицированный управленческий аппарат и компетентных сотрудников проектных подразделений, позволяющих вести «конструктивный диалог» с экспертными органами федерального и регионального значения, анализировать полученные результаты несоответствий и своевременно вносить изменения в проектно-сметную документацию.

Список использованных источников:

1. Аналитический отчет отдела экспертизы за 2012 год;
2. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию";
3. Федеральный закон от 28 июля 2012 г. N 145-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации";
4. Федеральный закон Российской Федерации от 11 июня 2003 г. N 74-ФЗ "О крестьянском (фермерском) хозяйстве".

Ишутин А.Н.

ТИПОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ НА АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГАХ

Искусственные сооружения – термин, принятый для обозначения транспортных сооружений (на железных, автомобильных и городских дорогах), устраиваемых при пересечении рек, оврагов, горных хребтов, встречных дорог и др. препятствий. Наименование «искусственные сооружения» условно, оно установилось в связи со сложностью их строительства по сравнению с полотном железной, автомобильной или городской дороги.

Наиболее распространенные искусственные сооружения на железных и автомобильных дорогах – это: мосты, виадуки, путепроводы, эстакады, водопропускные трубы под насыпями, лотки, быстротоки и др. К дорожным искусственным сооружениям относятся

также туннели, противообвальные и снегозащитные галереи, подпорные стенки и др. специальные сооружения, возводимые на горных дорогах.

Искусственные сооружения в городах – транспортные туннели и путепроводы для развязки движения в разных уровнях, надземные и подземные переходы. Стоимость искусственных сооружений обычно составляет 10-15% от общей стоимости дороги. На современных скоростных автомобильных дорогах, пересекающих все встречные дороги в разных уровнях, а также на горных дорогах, стоимость искусственных сооружений может составлять 30-40% от общей стоимости дороги [1].

В нефтегазовой промышленности основными искусственными сооружениями на автомобильных дорогах являются водопропускные трубы, малые и средние мосты. Более сложные сооружения не проектируются, либо проектируются в исключительных случаях. Это связано с тем фактом, что дороги на промыслах в основном требуются для разового пропуска крупногабаритных грузов при строительстве таких сооружений как кусты скважин, УПН, НПС и др. В дальнейшем дороги служат для пропуска эксплуатирующего транспорта, интенсивность движения которого может не превосходить одного автомобиля в сутки. С этим связана и экономия заказчиком средств на возведение дорог. Не смотря на это, проектирование и строительство искусственных сооружений на промысловых дорогах требует качественного и ответственного подхода.

На сегодняшний день в проектировании искусственных сооружений на автомобильных дорогах (далее ИС) отсутствуют официально разрешенные для массового использования типовые проекты. Та типовая документация, которой пользуются современные проектировщики – в основном разработка советского времени. Соответственно, использование этой базы возможно только в качестве наглядного пособия. Типовые проекты, разработанные на современные нагрузки и утвержденные в установленном порядке, возможно применять только при официальном приобретении их у разработчиков, да и те не всегда учитывают потребности нефтегазовой отрасли (разработаны они преимущественно для дорог общего пользования). Такие проекты имеют большую стоимость, и их приобретают редко. Остальные проектировщики либо готовят проектную документацию на основе вышедших из действия типовых решений, с переработкой конструктива, либо осуществляют

полноценное индивидуальное проектирование соответствующих конструкций. Данная ситуация вызывает значительные затруднения при возведении ИС. Это связано с разнообразием проектов на идентичные объекты. Под каждый такой проект требуется своя (индивидуальная) оснастка на заводах и строительных площадках, требуется индивидуальная проработка технологии производства работ и др. В свою очередь, это вызывает значительное удорожание строительства, а также увеличивает срок выполнения работ.

Так же стоит отметить тот факт, что выполнение индивидуальных проектов, достаточно трудоемких, все же не обеспечивает тот высокий технологический уровень, который был при использовании типовых проектных решений, выполненных ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами СССР.

При этом, основную массу ИС для нефтегазового промысла, к которым относятся водопропускные трубы, средние и малые мосты, можно и необходимо возводить с помощью унифицированных конструкций, что позволит значительно снизить расходы на введение в эксплуатацию этих сооружений.

На сегодняшний день нет четкой государственной политики по регулированию и планированию типового проектирования. В связи с ликвидацией Минтрансстроя в 1991-1992 гг., объемы по разработке типовых проектов были значительно снижены. Фактически, на сегодняшний день централизованное планирование данных работ сохранило только ОАО «РЖД». Стоит отметить, что унификация была введена в ранг государственного регулирования градостроительной политики уже Петре I: в Санкт-Петербурге здания строились по типовым проектам, разработанным Д. Трезини, что доказывает необходимость данной деятельности.

Что дает типизация ИС для нефтегазовой промышленности:

– Сокращение сроков и стоимости проектно-изыскательских работ. Достигается за счет снижения или полного отсутствия необходимости в расчете основных несущих конструкций и узлов, подборе их сечений, снижения объемов по разработке конструкторской документации, т.е. комплектов КЖ и КМ (особо трудоемких и времязатратных). При полноценной предпроектной проработке, обследовании места строительства специалистом соответствующей компетенции, возможно исключить необходимость проведения дополнительных изысканий в зависимости от стадии проектирования. При вариантном проектировании – ускорение

разработки вариантов и определения их стоимости. Результат – увеличение выпускаемой продукции проектной организацией.

– Обеспечение надежности и экономичности сооружений. Обеспечивается за счет: обобщения опыта проектирования, строительства и эксплуатации ИС в районах нефтегазовых промыслов различными проектными, строительными и эксплуатирующими организациями; проведения экспериментально-исследовательских работ в соответствующих районах; разработки типовых проектов с учетом комплексной проработки соответствующих природных условий, технологических особенностей строительства, экономических потребностей заказчиков и др.; проведения данного комплекса работ ведущими научно-исследовательскими организациями, имеющими соответствующий опыт и достаточную базу.

– Уменьшение сроков строительства. Обеспечивается налаженным конвейерным выпуском требуемой продукции на заводах железобетонных изделий и металлических конструкций; учётом габаритных размеров сборных блоков, обеспечивающих беспрепятственность и экономичность доставки конструкций с завода на строительную площадку; снижением необходимости в применении специализированной техники и подъемных механизмов большой грузоподъемности; отработанной технологией монтажа строительных конструкций на площадке строительства.

– Обеспечение массовости, индустриализации строительства за счет применения унифицированных, однотипных блоков, так как можно обеспечить конвейерность строительных работ на однотипных объектах. Так же возможно разработать конструкции, обеспечивающие полноценную, многократную оборачиваемость ИС (например: отработала кустовая площадка отведенный период времени – разобрали мостовой переход и перевезли на другой участок).

– Качество разрабатываемых проектов и изготовления конструкций. Качество проектов, разработанных на основе типовых решений обеспечивается тем, что, во-первых, сами типовые проекты разработаны ведущими научно-исследовательскими институтами, выполняющими свою работу на основе обобщенного опыта работы различных проектных и строительных организаций, постоянного мониторинга и исследования работы построенных сооружений, и своевременного введения усовершенствований в типовые проекты.

Во-вторых – сокращается время на разработку конструктива проектными организациями, и, как следствие, появляется больше возможности для качественной привязки проекта к конкретным условиям строительства (природным условиям строительной площадки).

– Своевременное введение усовершенствований в типовую, а значит – и в проектную документацию за счет: мониторинга разработчиками типовых проектов построенных ИС (в том числе экспериментальных); тесной работы ведущих научно-исследовательских институтов с организациями-разработчиками нормативной документации (зачастую разработчики типовых проектов сами участвуют в разработке нормативной базы).

– Отсутствие необходимости прохождения экспертизы конструкциями, разработанными на основе типовых проектов, разработанных и утвержденных в установленном порядке (СНиП 11-03-2001). На основании части 3 статьи 49 Федерального закона от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации», государственная экспертиза в отношении проектной документации объектов капитального строительства, получившей положительное заключение государственной экспертизы и применяемой повторно (типовые проекты) не проводится.

– Прозрачное и объективное планирование заказчиком собственных капиталовложений при разработке бизнес-плана на капитальное строительство, ремонт и др. При наличии у заказчика типовой проектной документации, необходимых исходных данных и соответствующего специалиста возможно более объективно определиться с необходимостью, видом и стоимостью ИС, так как обычно в типовой проектной документации приводится сметная стоимость основных конструктивных элементов.

– Внесение технологических модернизаций, инноваций, обеспечивающих повышение качества при снижении стоимости строительства ИС. Так как разработкой и мониторингом типовых проектов занимаются ведущие научно-исследовательские институты, в обязанности которых входит исследовательская работа, соответственно, объективные инновации будут вноситься в типовую документацию.

Как упоминалось выше, на сегодняшний день планомерная работа по разработке типовых проектов ведется только ОАО «РЖД». Нефтегазовой промышленности возможно так же создать систему

планирования и регулирования строительной политики в области типизации и индустриализации строительных решений. Для этого необходимо определить головные институты, имеющие огромный опыт в данной работе, и способные заниматься исследовательской, экспериментальной работой. Так же данные организации должны быть способны разрабатывать системы расчетов для внедрения инновационных технологий в повседневное строительство, способны изучать и обобщать практику проектирования, строительства и эксплуатации ИС. Необходимо создать соответствующим институтам концепцию по разработке, мониторингу и введению усовершенствований в типовые проекты, обеспечивающие экономические и эксплуатационные потребности непосредственно нефтегазовой промышленности. В итоге, необходимо обеспечить использование в обязательном порядке данных типовых проектов проектными, строительными и эксплуатирующими организациями, занимающимися обустройством и эксплуатацией нефтегазовых промыслов России.

Под головными институтами понимается централизующий орган, основной деятельностью которого будет организация разработки типовых проектов, изучение, систематизация, и обработка опыта проектирования и строительства, концентрация этого опыта в типовых проектах, хранение и снабжение проектных, строительных организаций и заводов типовой документацией. Прототипом данной организации может послужить Центральная библиотека чертежей, сформированная в конце 20-х – начале 30-х годов прошлого столетия, и реорганизованная в Центральный институт типовых проектов (1953 г.). В качестве примеров организаций, накопивших огромный опыт в типовом проектировании, можно привести такие институты как «Союздорпроект», «Трансмост».

В заключении предлагается рассмотреть перспективу разработки проектов на основе типовой документации полноценным автоматизированным образом. Для этого необходимо будет иметь соответствующую программу, в базе которой будут находиться необходимые типовые конструктивы ИС. При введении в данную программу исходных данных по инженерным изысканиям (продольный профиль, геология, данные по водному режиму и др.), подбор конструкции может выдаваться, программой автоматизировано на основе базы типовых элементов. Инженер-проектировщик на основе той же базы редактирует, в соответствии с

необходимыми требованиями, общий вид сооружения. После этого остается только вывести весь комплект чертежей, ведомостей и спецификаций, требуемых для проектной и рабочей документации.

Подобные программы на сегодняшний день разработаны. В качестве примера можно привести CREDO МОСТ и CREDO ТРУБЫ. Но судя по тому, что CREDO МОСТ совместим с AutoCAD 2010 года (не младше), данные программы не получили полноценного распространения. Вполне закономерно можно предположить, в чем причина этого – в отсутствии современной типовой базы и политики регулирования типового проектирования.

Что касается индивидуального проектирования ИС, то при автоматизации и типизации проектов на малые и средние ИС высвобождается время для индивидуальной разработки больших, внеклассных и уникальных сооружений. Для которых также вполне можно применить опыт типовых проектов, разработанных ведущими научно-исследовательскими институтами страны.

Список использованных источников:

1. Е. Е. Гишман. Большая советская энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия. 1969 – 1978
2. Мосты, водопропускные трубы, поперечные лотки, тоннели и др. ИССО – искусственные сооружения. ИНСО – инженерные сооружения ИССО + земляное полотно.
3. С.А. Бокарев, д.т.н., зав. каф. «Мосты», проф., научный руководитель Лаборатории мостовых конструкций, Сибирского Государственного Университета Путей Сообщения.
4. Введение в курс лекций по дисциплине «Содержание и реконструкция мостов».

Мухаметзянова К.С., Бутаков А.А.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Для нефтегазовой отрасли характерно повсеместное использование типовых конструкций при проектировании зданий и сооружений (рисунок 1).

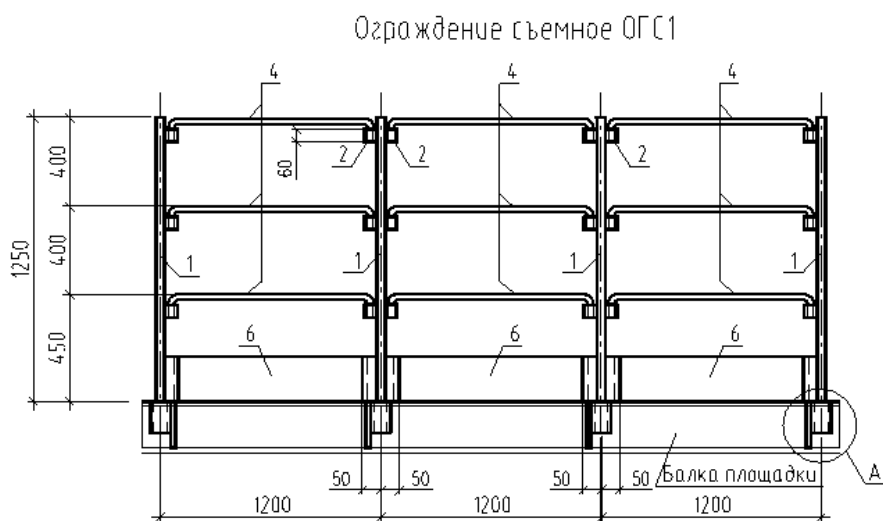
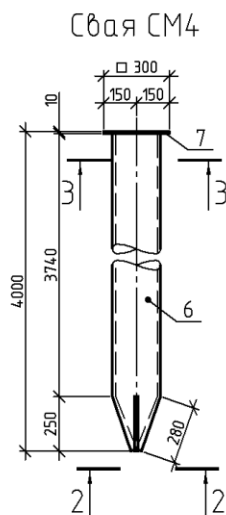


Рисунок 1 – Примеры типовых конструкций

Различие их использования определяется исходными данными, которые условно можно разделить на следующие группы зависимостей:

- геологические условия площадки (учитываются при расчете основания и фундаментов);

- климатический район строительства (ветровая, снеговая нагрузка и т.д.) и различные технологические нагрузки;
- габаритные размеры сооружений.

Проектирование зданий и сооружений ведется с применением CAD-систем (на примере Autodesk AutoCAD 2D), и существует ряд сложностей при разработке строительной документации.

В проектировании нефтегазовых объектов трудозатраты на редактирование, компоновку и сочетание ранее разработанных решений и типовых проектов составляют 90% времени, и только 10% времени сотрудники тратят на изучение и применение новых решений. Как правило, проектировщики используют в своей работе выполненные ранее чертежи типовых элементов, узлов, фрагментов, схем, таблиц, технические требования, копируя их из проекта в проект. В ранее выполненных чертежах используются в основном графические примитивы, отсутствует какая-либо параметризация, масштабирование производится путем умножения на масштабный коэффициент, в работе не используются видовые экраны и пространство листа. Часть сотрудников выполняют чертежи без использования шаблона. Все спецификации и ведомости по материалу высчитываются исполнителями вручную. Архитекторы, помимо вышеперечисленного, чертят отдельные конструктивные элементы сооружений детально, потому что в чертежах конструкторов они изображены схематично, в итоге проектировщиками выполняется двойная работа. Более того, из проекта в проект переходят одни и те же допущенные ранее ошибки и недоработки, что приводит к выдаче заказчику некачественной документации. В новый файл чертежа копируются слои, стили, типы линий, масштабы аннотаций, не соответствующие принятому стандарту в отделе. В итоге возникают фатальные ошибки файлов, увеличиваются размеры файлов, программа зависает, что в свою очередь приводит к потере информации и времени. Все это в итоге влечет за собой трату времени на внесение изменений и корректировку чертежей.

В условиях современной конкуренции в сфере проектирования возникает потребность в сокращении сроков и улучшения качества разработки документации. На сегодняшний день наиболее распространены два подхода к организации процессов проектирования – CAD-системы и BIM-технологии.

Сравнительная характеристика CAD-систем и BIM-технологий (таблица 1).

Таблица 1 – Преимущества и недостатки CAD и BIM

	CAD – 2D	BIM – 3D
Преимущества	– знание сотрудниками существующего программного обеспечения (далее ПО); – наличие большого количества ранее разработанных аналогичных технических и проектных решений; – налаженные взаимосвязи в системе электронного документооборота (СЭД TDMS); – возможность импорта 2D-схем в расчетные программы; – наличие ПО для оформления документации (SPDS).	– использование параметрических объектов; – автоматический подсчет спецификаций, ведомостей, отчетов и связь с моделью; – проверка на коллизии, что способствует исключению ошибок; – значительное сокращение времени на разработку и корректировку документации; – визуализация проектных решений.
Недостатки	– использование примитивов; – отсутствие параметризации и автоматизации; – большое количество рутинной работы; – отсутствие возможности проверки на коллизии; – однотипные ошибки при использовании аналогов; – отсутствие представления об объекте в целом; – проверка чертежей на бумажном носителе и в ручном режиме.	– необходимость обучения сотрудников навыкам работы в новом программном обеспечении; – отсутствие библиотеки готовых семейств (типовых конструкций); – отсутствие связи с СЭД (требуется адаптация существующей системы документооборота или переход на новую СЭД).

Информационное моделирование здания (BIM).

Информационное моделирование здания (англ. BIM) – это подход к возведению, оснащению, обеспечению, эксплуатации и ремонту здания или сооружения (к управлению жизненным циклом объекта), который предполагает сбор и комплексную обработку в процессе проектирования всей архитектурно-конструкторской, технологической, экономической и иной информации о здании, со всеми ее взаимосвязями и зависимостями.

BIM – Building Information Modeling/Building Information Model, где Building – здание, сооружение (трехмерная модель); Information – информация (полностью координированные чертежи, спецификации); Modeling/Model – моделирование/модель (цифровая модель объекта, которая может быть исследована и оценена на любом этапе проектирования).

При таком подходе здание и все, что имеет к нему отношение, рассматривается как единый объект. Трехмерная модель здания (сооружения) связана с информационной базой данных, в которой каждому элементу модели можно присвоить дополнительные атрибуты. Особенность такого проектирования заключается в том, что строительный объект проектируется как единое целое. Изменение одного из параметров влечет за собой автоматическое изменение связанных с ним параметров, включая чертежи, спецификации и календарные графики строительства [1].

На основе технологии BIM разработан программный продукт Autodesk Revit. Проектные идеи воплощаются в нем в реальность благодаря скоординированному и последовательному модельно-ориентированному подходу.

Autodesk Revit – полнофункциональное решение, объединяющее в себе возможности архитектурного проектирования, проектирования инженерных систем и строительных конструкций, а также моделирования строительства.

Программный продукт Revit имеет интуитивный интерфейс, при работе используются те же приемы, что и в AutoCAD, но вместо примитивов (линия, окружность и т.п.), строятся объемные объекты (балки, стены, лестницы и т.п.) на заданном уровне. Полноценно поддерживает работу с типовыми объектами. Объекты представлены в виде семейств, так называемых параметрических компонентов (рисунки 2).

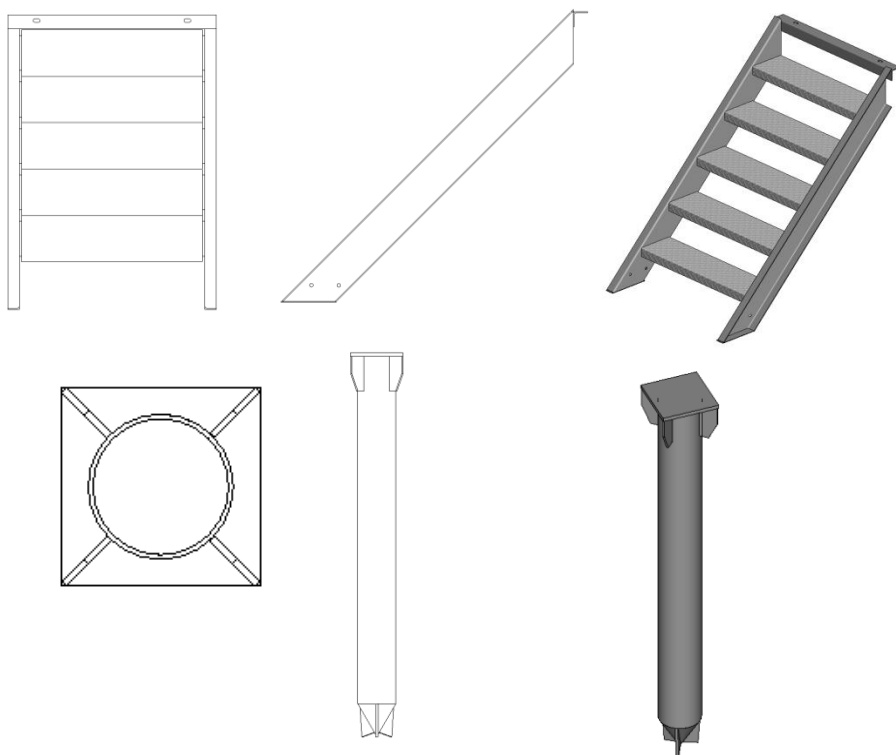


Рисунок 2 – Лестница: вид сверху, сбоку и 3D;
свая: вид сверху, сбоку и 3D

Создав библиотеку семейств типовых конструкций и настроенные шаблоны, разработка комплектов чертежей на небольшие объекты занимает гораздо меньше времени (рисунок 3), по сравнению с CAD-программами. Также программа дает возможность подготавливать картинки проекта в любой визуализации, аксонометрии или проекции. Данная визуализация может быть использована для подготовки презентаций или видеороликов при защите или согласовании проекта у заказчика (рисунок 4). Также функционал Revit позволяет посмотреть и посчитать инсоляцию помещений. При работе в CAD-программах для расчета инсоляции необходимо приобретать дополнительное ПО, обучать сотрудников для создания 3D-модели и подсчета инсоляции.

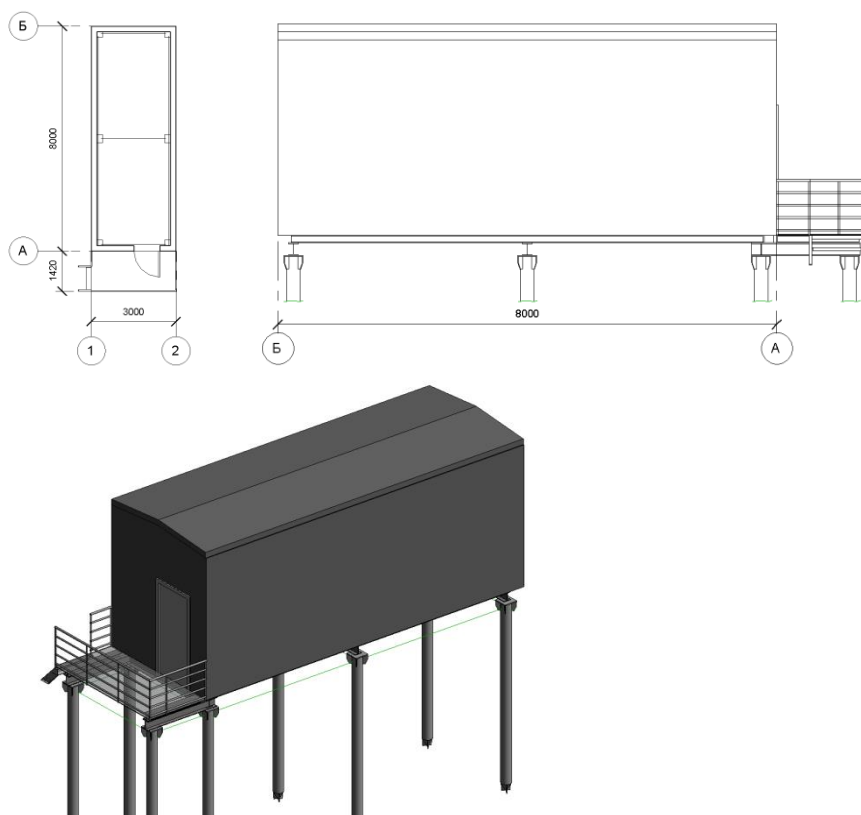


Рисунок 3 – Пример проекта блок-бокса

На сегодняшний день, чтобы эффективно справляться с постоянно растущим объемом работ и для повышения качества выпускаемой документации, необходимо при проектировании зданий и сооружений переходить на «новый уровень проектирования», т.е. уходить от проектирования в САД-системах и использовать более современные САПР технологии (3D-моделирование, BIM), вводить стандарт организации по оформлению проектно-сметной документации, систему электронного нормоконтроля и организовывать взаимодействие смежных отделов.

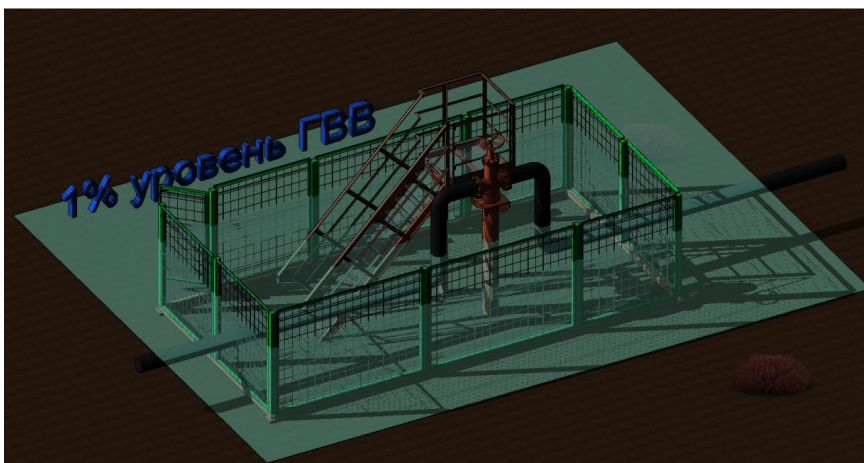


Рисунок 4 – Пример визуализации

Платформа Revit дает инструменты проектирования для всех специальностей – архитекторов, конструкторов, электриков, сантехников и т.д. Практически все смежные специальности могут использовать Revit, поэтому данное комплексное решение может стать оптимальным выбором для проектной организации.

При работе в BIM большое значение на трудозатраты проектировщика оказывает база часто используемых элементов. Кроме базовых семейств, в Revit можно создавать и использовать собственные элементы, наработанные в предыдущих проектах, что уменьшает время создания модели в целом. Специалисты создают семейства: окна, двери, ограждения, различные архитектурные детали (рисунки 5, 6, 7). Также семейства активно используются в проектировании других элементов, так сказать семейство в семействе – многоуровневое семейство. Многие семейства разрабатываются как динамические. Семейства Revit при работе можно сравнить с виртуальным заводом, который поставляет проектировщику множество необходимых ему элементов: от металлических балок до электрических щитов. В случае отсутствия необходимых элементов проектировщик может создать элементы (семейства) в несколько кликов мышки. Revit создает виртуальную копию реального объекта с использованием базы элементов. По функциональным возможностям Revit можно сравнить с монтажно-строительной корпорацией и

заводами, производящими большой набор готовых изделий, и поставляющих изделия на стройплощадку.

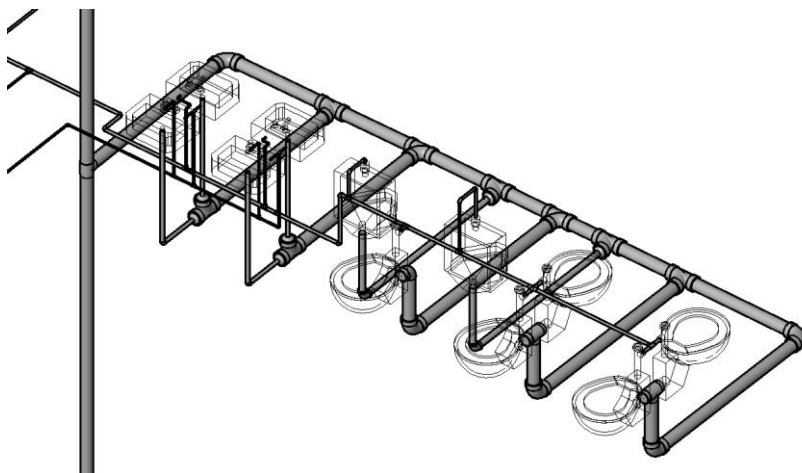


Рисунок 5 – Пример системы канализации

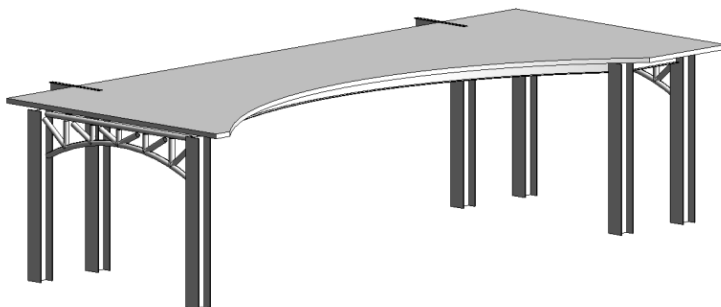


Рисунок 6 – Пример навеса

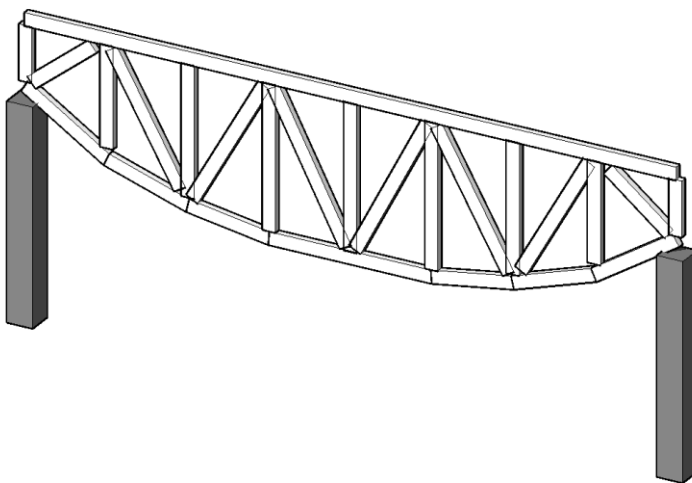


Рисунок 7 – Пример несущих конструкций колонн и ферм

Также немаловажно то, что в максимальной комплектации Revit Suite представляет собой множественный набор программ, начиная от работы с графикой и заканчивая выполнением расчетов. Данный набор может закрыть почти полный спектр задач любого проектировщика.

Предпосылки перехода к объемному проектированию.

Рынок проектных услуг динамично развивается и за последние пять лет сильно расширился. Еще более динамично развивается рынок информационных технологий. Заказчики начинают требовать визуализации своих проектов в трехмерном виде для улучшения восприятия информации. Принятие решений в строительстве в случае отклонения от проекта происходит легче при визуализации объекта и полной информации о его внутренней инфраструктуре. В дальнейшем, после возведения и сдачи объекта, визуальная модель может быть использована для отслеживания жизненного цикла объекта. При условии определенной квалификации исполнителей заказчика и наличии программного обеспечения, заказчик может в течение эксплуатации объекта добавлять и корректировать 3D-модель, наполняя ее необходимыми атрибутами. Дополнение модели объекта атрибутами и графической информацией на этапе эксплуатации поможет новым сотрудникам быстрее понять инфраструктуру

эксплуатируемого объекта. Ввиду того, что в Revit невозможна ручная корректировка текстовых значений размеров, отличных от фактических, Revit вынуждает исполнителей указывать так называемые «честные размеры». Соответственно, в Revit невозможно смоделировать ситуацию, при которой труба расположена на расстоянии 6,0 м от объекта, а размер указан 3,0 м. Также заказчик может в 3D-модели хранить расходы по смете, тем самым осуществляя планирование расходов в период строительства и эксплуатации. Данная модель называется 4D и 5D, если взаимоувязывать временные и финансовые показатели с 3D-моделью.

В соответствии с изменяющимися требованиями жизни, руководство проектной организацией должно искать новые методы проектирования. Одним из таких методов повышения производительности для проектных компаний может стать комплексная работа всех исполнителей в Revit.

Список использованных источников:

1. BIM [Электронный ресурс]: сайт Википедия - <http://ru.wikipedia.org/wiki/BIM> (дата обращения: 03.04.2014).
2. Сайт разработчика ПО Revit - <http://www.autodesk.ru/>.

Иванова И.И.

ПРОБЛЕМЫ ПРИ СОЗДАНИИ СМЕТ И ПРОЕКТОВ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Одним из ключевых аспектов в безопасном строительстве и дальнейшей эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности является качественная разработка проектной документации и согласование её в экспертных органах. Основопологающим структурирующим документом при разработке проектной документации является Постановление от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и нормативная документация применительно к каждому разделу проектной документации. Сметная документация и Проект организации строительства являются одними завершающих звеньев в технологической цепочке проектирования.

Создание сметной документации.

Эффективность инвестиционно-строительного проекта существенно зависит от качества проектно-сметной документации. Сметная документация подводит итоговую черту в сводке затрат на строительство комплекса сооружений, входящих в объект капитального строительства.

Сметное нормирование и ценообразование представляет собой многоплановый, динамичный, изменяющийся процесс в соответствии с изменением законодательных и правовых основ экономического развития государства и является важнейшим элементом экономических взаимоотношений всех участников инвестиционной деятельности, так как в проблеме цен перекрещиваются все основные проблемы и определяются темпы и перспективы развития промышленности и емкость рынка ее продукции, темпы развития топливно-энергетической базы, сила покупательной способности рубля, реальный уровень заработной платы, налоговая политика и тому подобное.

Стоимость строительной продукции определяется сметными расчетами. Сметная документация является составной частью проекта на возведение здания, сооружения и входит в проект отдельным разделом. Смета составляется на основе проекта, сметных норм, расценок и других данных.

В настоящее время при создании проектно-сметной документации используется сметно-нормативная база 2001 года, включающая в себя:

- сборники государственных элементных сметных норм на строительные, монтажные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы – ГЭСН-2001, ГЭСНм-2001, ГЭСНр-2001, ГЭСНп-2001;

- сборники федеральных единичных расценок на аналогичные виды работ (ФЕР-2001, ФЕРм-2001, ФЕРр-2001, ФЕРп-2001);

- сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств (ФСЭМ-2001);

- сборник сметных цен на материалы, изделия и конструкции, применяемые в строительстве (ФСЦМ).

На территориальном уровне выделяется аналогичная структура элементов, разработанная на основе ГСН:

- территориальная сметно-нормативная база (ТСНБ), включающая сборники ТЕР на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы;

- ежемесячно обновляемые сборники средних сметных цен на основные материалы, изделия и конструкции, применяемые в строительстве;

- тарифные ставки оплаты труда и система индексов изменения стоимости строительно-монтажных работ по отношению к 01.01.2000 г.

Сегодня для федерального и территориальных уровней разработано три варианта сметно-нормативных баз 2001 г. в редакциях: 2001, 2008 и 2009 гг., что создает определенные сложности при их использовании.

Нормативная база 2008 г. является обязательной только при определении сметной стоимости строительства, осуществляемого по государственному заказу. При строительстве за счет средств частных инвесторов, стоимость может определяться по любым сметным нормативам. При этом, в данной редакции сметно-нормативной базы не разработаны нормативы на новые технологии, не дополнены и не обновлены сборники элементных сметных норм и расценок 2001 года. Отсутствуют поправки в методические документы для нормативной базы 2008 г., нет разработанных методических рекомендаций по каждой позиции в системе сметного нормирования.

В целом, основные проблемы в сметном нормировании и ценообразовании в настоящее время связаны с недостаточным учетом разработчиками в составе действующей сметно-нормативной базы многообразия современных отечественных и зарубежных технологий производства строительных работ, новых средств механизации и транспорта, материалов и оборудования, а также отражения в нормах объективно необходимых производственных и прочих затрат.

Создание проекта организации строительства.

Проект организации строительства – раздел проектной документации, в которой укрупненно решаются вопросы рациональной организации строительства всего комплекса объектов данной строительной площадки и объекта в целом. В условиях рыночной экономики огромную роль в сводке затрат является стоимость строительства, поэтому проектный институт нацелен на снижение затрат на строительство проектируемого объекта, в частности, за счет выбора оптимального решения по составу технологического оборудования и принятия грамотных конструктивных и строительных решений.

В настоящее время при создании проектов организации строительства (ПОС) и проектов организации работ по сносу (демонтажу) объектов капитального строительства (ПОД) наблюдается увеличение количества замечаний при прохождении государственной экологической экспертизы ГГЭ. Их можно условно разделить на методические и системные.

Методические. Неоднозначная трактовка экспертом пунктов, содержащих данные, не обоснованные нормативной документацией, что увеличивает трудозатраты на разработку раздела ПОС и ПОД.

Системные. Раздел ПОС является завершающим, в котором приводится информация о количественных показателях объекта. Вследствие несогласованности сдачи других разделов при разработке ПОС и ПОД допускается ряд неточностей.

Пути решения:

- корректное разъяснение и отработка требований Постановления от 16 февраля 2008 г. № 87 с экспертными органами;
- повышение качества проектной документации с помощью более тесного взаимодействия между смежными разделами проектной документации и совершенствование технологии проектирования;
- минимизация объемов временного строительства на площадке за счет максимального использования постоянных (существующих и проектируемых) зданий, дорог и инженерных коммуникаций;
- использование для размещения временных зданий, сооружений и коммуникаций территорий, не предназначенных под застройку постоянными объектами строительства;
- обеспечение условий минимального перемещения материалов, изделий и конструкций в процессе выполнения строительно-монтажных работ с использованием монтажных механизмов, механизированных установок и специальных (технологических) транспортных средств;
- рациональность организации транспортных потоков на площадке за счет уменьшения расстояний перевозки материалов и конструкций и сокращения количества их перегрузок;
- минимизация затрат на создание временных сооружений, зданий и устройств при максимально возможном удовлетворении потребности строительного производства во всех видах ресурсов.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

Земельное законодательство в течение последних десятилетий претерпевает существенные изменения. В условиях переходной экономики немаловажное значение имеет распоряжение, а главное, управление земельным фондом страны.

История нашей цивилизации изобилует территориальными войнами, когда борьба велась чуть ли не за каждый метр земли. Роль и значимость сложившихся границ территорий всех стран возросла в разы при обнаружении сырьевых запасов, что привело к необходимости организации рационального использования земельно-имущественного комплекса и управления земельными ресурсами.

Процесс добычи полезных ископаемых необходим для высокоэффективного и устойчивого развития экономики России с ее огромными сырьевыми запасами. Созданная в XX веке топливно-энергетическая база нашей страны и в настоящее время остается одним из ключевых звеньев народного хозяйства. Добыча природного сырья сопровождается строительством объектов нефтегазового комплекса для хранения, транспортировки, утилизации отходов, другими словами, – строительством огромной промышленной инфраструктуры.

Строительство железнодорожных путей, линий электропередач, километров трубопроводов, промышленных и вахтовых поселков, городов и всего того, что обеспечивает весь процесс добычи сырья, сопровождается отводом большого количества площадей земельных участков согласно норм действующего законодательства России. Земля, как территориальный ресурс, напрямую вовлечена во все процессы отрасли, от добычи и хранения до переработки. С правовой точки зрения, земельный участок представляет собой часть поверхности земли, границы которого описаны и удостоверены в установленном законом порядке [1].

Строительство объектов нефтегазового комплекса и отвод земель регулируется Земельным, Градостроительным, Лесным и другими кодексами Российской Федерации. Органы региональной власти также имеют право принимать нормативно-правовые документы, не противоречащие основному федеральному законодательству.

В результате осуществления земельной реформы произошли изменения в земельных отношениях, появились новые собственники на землю, поэтому при выборе вариантов размещения объектов промышленности, энергетики, транспорта и другого специального назначения необходимо учитывать, что земельные участки находятся в различной собственности: государственной (федеральной, собственности субъектов Российской Федерации), муниципальной собственности и частной собственности (граждан и юридических лиц). На момент изъятия под строительство земельные участки могут находиться также в постоянном (бессрочном) пользовании, безвозмездном срочном пользовании, пожизненном наследуемом владении, аренде, субаренде, иметь ограничения и обременения по использованию, включая сервитуты, обязательства по ренте, залогу, условиям наследования, дарения, банкротства их собственника, судебного делопроизводства.

Таким образом, земля относится к основным экономическим ресурсам, от рационального использования которых зависит доход владельцев факторов производства, снижение затрат и цен на готовую продукцию, а также результативность работы предприятия и срок окупаемости инвестиционного проекта.

Остановимся подробнее на влиянии государственного управления земельными ресурсами на рост инвестиций в нефтегазовую отрасль.

Для начала разберем понятие инвестиции. Инвестиции – это денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта [2].

Топливо-энергетический комплекс является достаточно привлекательным для инвестирования. Наличие месторождений сырьевых ресурсов накладывает свой отпечаток на ведение экономической политики на территориях их распространения. Государство заинтересовано в создании благоприятного инвестиционного климата, способствующего привлечению частных капиталов в отрасли народного хозяйства. Доказательством этому, являются послания Президента Федеральному собранию РФ [6, 7], в каждом из которых он указывает на необходимость стимулирования инвестиций, создания прозрачных процедур государственного аппарата. Так, текст послания Президента 2013 года содержит

требование о необходимости упрощения разрешительной системы в строительстве объектов недвижимости, указывая на коррумпированность данной сферы [6].

К вышесказанному стоит добавить тот факт, что строительство объектов нефтегазового комплекса касается интересов многих субъектов земельных отношений. Так, при выборе земельного участка для строительства затрагиваются земельные, правовые, экономические, экологические и социальные отношения юридических лиц, заинтересованных в предоставлении земельного участка, обладателей права на земельные участки и населения, проживающего на данной территории.

Все ступени при оформлении земельного участка для проектируемых объектов при меняющемся несовершенном законодательстве ведут к увеличению сроков производства работ, что негативно сказывается на окупаемости всего проекта и, соответственно, финансовые потери для компаний заказчиков. На рисунке 1 представлена схема по вводу объекта в эксплуатацию согласно Градостроительному кодексу РФ.

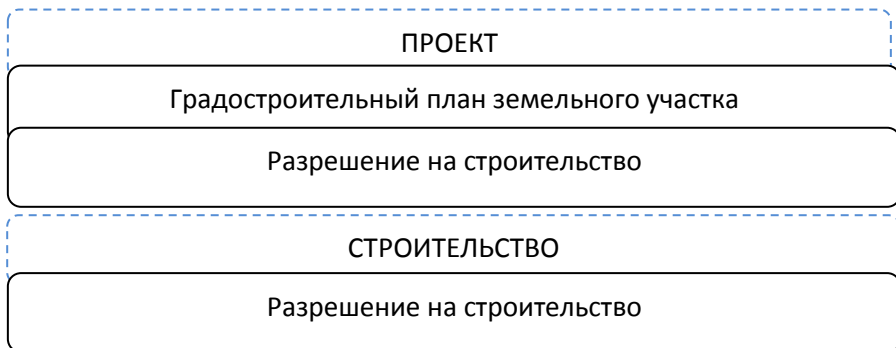


Рисунок 1 – Схема ввода объекта в эксплуатацию (согласно Градостроительному кодексу РФ)

Государственная роль при создании благоприятного инвестиционного климата заключается в нормативно-правовом регулировании социально-экономической «оболочки»: являясь гарантом правовых норм, государство заинтересовано в организации процессов по рационализации управления земельными ресурсами.

В настоящее время нормативно-правовая база претерпевает большие изменения в земельном, лесном, градостроительном законодательствах. Устраняются одно за другим препятствия в законодательстве, а вместо них создаются новые. В качестве примера можно сказать, что принятые кардинальные изменения в лесном и градостроительном законодательстве без пакета соответствующих подзаконных нормативных правовых актов, затормозили процесс предоставления земельных участков для строительства объектов [3].

Стоит учитывать то обстоятельство, что при предоставлении земельных участков для строительства объектов нефтегазового комплекса затрагиваются отношения по использованию и охране недр, вод, лесов, животного мира и иных природных ресурсов, охране окружающей среды, охране особо охраняемых природных территорий и объектов, охране атмосферного воздуха и охране объектов культурного наследия народов Российской Федерации, для которых, согласно статье 3 Земельного кодекса РФ, применяются соответственно законодательство о недрах, лесное, водное законодательство, законодательство о животном мире, об охране и использовании других природных ресурсов, об охране окружающей среды, об охране атмосферного воздуха, об особо охраняемых природных территориях и объектах, об охране объектов культурного наследия народов Российской Федерации, специальные федеральные законы [3]. Недропользование на территории в Российской Федерации осуществляется в соответствии с ФЗ «О недрах», и производится согласно лицензированию. Государственная система лицензирования – это единый порядок предоставления лицензий, включающий информационную, научно-аналитическую, экономическую и юридическую подготовку материалов и их оформление [5].

Таким образом, на процесс выполнения землеустроительных работ для размещения проектируемых для нефтегазовой отрасли объектов влияет большое количество факторов.

Учитывая большую территорию нашей страны, необходим единый подход в области предоставления государственных услуг, что должно обеспечить прозрачность процедур оформления разрешительной, правоустанавливающей и другой документации по отношению к процессу проектирования и строительству объектов недвижимости.

Такого рода препоны отрицательно воздействуют на инвестиционный климат и, как следствие, являются главной причиной

слабого развития экономики конкретного региона, и муниципальных образований в частности.

В связи с этим, стоит подчеркнуть необходимость выстраивания механизма по рационализации использования земельных ресурсов, вовлеченных, помимо всего прочего, в рыночный оборот.

Список использованных источников:

1. Земельный кодекс РФ
2. Федеральный закон № 39 от 25 февраля 1999 года «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений»;
3. Семенищенков А.А. Предоставление земельных участков для строительства объектов нефтегазового комплекса, промышленности, транспорта, линий связи и электропередачи. (Практическое пособие для разработки землеустроительной документации). В 2-х томах. Т. 1,- 4-е изд., переработ, и доп. - М.: Юни-пресс, 2007. - 532 с.;
4. "Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов" (одобрено Правительством РФ 30.05.2013);
5. Федеральный закон № 2395-1 от 21 февраля 1992 года «О недрах»;
6. Послание президента 2013
7. Послание президента 2014

Уфимцев А.Е., Ермак А.А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ В ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ

Революционное развитие компьютерных, космических, информационных технологий в конце XX – начале XXI в. привело к качественным изменениям в отрасли дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ): появились космические аппараты со съемочными системами нового поколения, позволяющие получать снимки со сверхвысоким пространственным разрешением (до 41 см у спутника GeoEye-1). Съемки ведутся в гиперспектральном и многоканальном мультиспектральном (до 8 каналов у спутника WorldView-2) режимах

[1]. Данные разработки достаточно востребованы в процессе проектирования промышленных объектов нефтяной и газовой отрасли.

Какие же космические снимки рентабельней и актуальней применять для обеспечения достоверной исходной информацией, получаемой на этапе инженерных изысканий, для проектирования объектов нефтяного и газового комплекса?

В настоящее время можно выделить несколько ведущих стран в области получения данных дистанционного зондирования Земли, востребованных на рынке, так как они имеют лучшее соотношение «цена-качество». Это такие страны, как США, Франция, Япония. Также на рынке появляются более молодые – Китай, Индия, Израиль, Германия, и др.

К этому списку стремится и Российская федерация, которая в 2012 году запустила космический аппарат «Канопус-В» (таблица 1). Он предназначен для обеспечения подразделений Минприроды России, Росгидромета, РАН и других заинтересованных ведомств оперативной информацией.

Таблица 1 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата «Канопус-В»

Режим съемки	Панхроматический	Мультиспектральный
Спектральный диапазон, мкм	0,52-0,85	0,054-0,60 (зеленый) 0,63-0,69; 0,6-0,72 (красный) 0,75-0,86 (ближний ИК)
Пространственное разрешение	2,1	10,5
Ширина полосы обзора, км	Более 20 (при высоте 510 км)	
Периодичность съемки	5 суток	

В США отрасль получения данных ДЗЗ активно развивается, прежде всего, в секторе сверхвысокого разрешения. Лидерами в поставках данных ДЗЗ сверхвысокого разрешения являются американские компании DigitalGlobe и GeoEye. Именно им принадлежат космические аппараты марки WorldView-1 (разрешение 50 см), WorldView-2 (46 см), QuickBird (61 см), GeoEye-1 (41 см) и IKONOS (1 м) [1].

Среди перечисленных космических аппаратов, с которых получают данные ДЗЗ в США, наиболее востребованы снимки с аппарата WorldView-2 (таблица 2).

Таблица 2 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата WorldView-2

Режим съемки	Панхроматический	Мультиспектральный
Спектральный диапазон, мкм	0,52-0,85	Фиолетовый: 0,42–0,45 Синий: 0,45–0,51 Зеленый: 0,51–0,58 Желтый: 0,58–0,62 Красный: 0,63–0,69 Темно-красный: 0,70–0,74 Ближний ИК 1: 0,77–0,90 Ближний ИК 2: 0,86–1,04
Пространственное разрешение	0,46	1,84
Ширина полосы обзора, км	16,4	
Периодичность съемки	1-3 суток	

Во Франции спроектирована спутниковая система наблюдения за поверхностью Земли SPOT (Satellite Pour L'Observation de la Terre). Система SPOT включает в себя ряд космических аппаратов и наземных средств. В настоящее время на орбите работают спутники SPOT-5 (запущен в 2002 г.) и SPOT-6 (запущен в 2012 г.). Запуск космического аппарата SPOT-7 планируется в 2014 г. Спутники SPOT-6 и SPOT-7 имеют идентичные характеристики (таблица 3) [2].

Таблица 3 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата SPOT-6 и SPOT-7

Режим съемки	Панхроматический	Мультиспектральный
Спектральный диапазон, мкм	0,48-0,71	Синий: 0,45-0,52 Зеленый: 0,50-0,59 Красный: 0,61-0,68 Ближний ИК: 0,78-0,89
Пространственное разрешение	2	8

Ширина полосы обзора, км	60
Периодичность съемки	1-3 суток

Наиболее известным японским спутником ДЗЗ являлся ALOS (оптико-электронная съемка с разрешением 2,5 м в панхроматическом режиме и 10 м – в мультиспектральном), функционировавший до 2011 года. На смену планируется запустить следующие поколения спутников ALOS (таблицы 4, 5).

Таблица 4 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата ALOS-2

Спектральный диапазон	L-диапазон	
Периодичность съемки	14 суток	
Режим	Пространственное разрешение, м	Ширина полосы съемки, км
SpotLight	1-3	25
StripMap	3-10	50-70
ScanSAR	100	350

Таблица 5 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата ALOS-3

Режим съемки	Панхроматический	Мультиспектральный	Гиперспектральный
Пространственное разрешение, м	0,8	5	30
Ширина полосы съемки, км	50	90	30

Характеристики перечисленных космических аппаратов говорят о многих задачах, решаемых с помощью снимков, при этом препятствием для их использования является цена сцены (1 км²) съемки, стоимость которой начинается от 30 долларов США и увеличивается в зависимости от разрешения снимка.

При инженерных изысканиях, проводимых для получения первичных данных о состоянии природной среды при проектировании инженерных сооружений, трубопровода малой протяженности (50 км), для составления картографического материала необходимы снимки

общей площадью в до 100 км². При минимальной стоимости съемки 30 долларов США, заказ на обеспечение данными ДЗЗ будет составлять 3000 долларов США. Данная цифра обычно является самой большой из стоимости всего проекта. Зачастую приобретение космических снимков не учитывается в смете проекта, т.к. не является обязательным условием проведения инженерных изысканий в соответствии с законодательством (СНИПы, ГОСТы), а является инициативой организации, выполняющей изыскания. В то же время, космические снимки необходимы для составления картографического материала, без них невозможно на современном этапе составление качественных карт (ландшафтных, почвенных, растительности, и т.п.).

В России официальными дистрибьюторами являются компании «Сканэкс» и «Совзонд», которые сотрудничают в ведущих странами-поставщиками данных ДЗЗ. Когда проектировщики не могут приобрести необходимые данные, могут быть использованы альтернативные бесплатные источники, как, например, геологическая служба США (www.usgs.gov), предоставляющая архивные и современные снимки земной поверхности со спутниковой системы Landsat. В данный момент действующими остаются космические аппараты Landsat-5 и Landsat-8 (таблица 6) [3].

Таблица 6 – Основные технические характеристики съемочной аппаратуры космического аппарата Landsat-8

Режим съемки	VNIR	SWIR	PAN	TIR
Спектральный диапазон, мкм	Фиолетовый: 0,43-0,45 Синий: 0,45-0,52 Зеленый: 0,53-0,60 Красный: 0,63-0,68 Ближний ИК: 0,85-0,89	1,36-1,39 (Cirrus) 1,56-1,66 (SWIR-1) 2,10-2,30 (SWIR-2)	0,50-0,68	10,40-12,50
Пространственное разрешение, м	30	30	15	100
Радиометрическое разрешение, бит/пиксель	12			

Представленные на официальном сайте геологической службы США снимки исследуемой территории не всегда являются оперативными, на них могут быть помехи, требующие атмосферной коррекции снимка (исключить отображение облаков, дымки и др.), поэтому возможно применение вспомогательных материалов для достаточного картографического обеспечения. Инструментами получения данных материалов могут послужить: бесплатное программное обеспечение SASPlanet, GlobalMapper, а также архивные данные более высокого разрешения других съемочных систем, находящихся в свободном доступе (GeoEye-1).

Проведенный обзор информации о получении данных ДЗЗ позволяет сделать следующие выводы о применении космических снимков в инженерных изысканиях:

- Космические снимки являются неотъемлемой частью при создании картографического материала на начальном этапе проектирования, при выполнении инженерных изысканий;

- Выбор используемых материалов космической съемки зачастую зависит от поставленных задач и условной сметы на выполнение инженерных изысканий, которая предусматривает, либо не предусматривает приобретение материалов ДЗЗ;

- Применение космической съемки позволяет минимизировать затраты на полевые исследования путем создания картографического материала для выявления ключевых участков и интерполяции данных на местность;

- При использовании данных ДЗЗ можно создавать базу данных на исследуемую территорию, что позволит уменьшить как финансовые, так и трудовые затраты, и ускорить процесс создания картографического материала при выполнении последующих проектов по исследованной территории;

- Работа с данными ДЗЗ повышает общий уровень квалификации специалистов и приносит инноватику в создание высококачественных проектов, что влечет за собой конкурентоспособность на рынке услуг научно-исследовательских институтов.

Список использованных источников:

1. Журнал ГЕОматика №2 2013г.
2. Журнал ГЕОматика №4 2013г.
3. www.innoter.com
4. www.sovzond.ru
5. www.scanex.ru

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ И ОСОБЕННОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОННОГО ДОКУМЕНТООБОРОТА ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Внедрение инновационных технологий, модификаций, новых программ и смарт-систем в России, как и во всем мире, оказало в достаточной степени положительный эффект и в области проектирования строительства капитальных объектов повышенной опасности топливно-энергетического комплекса. Разработка и применение новых технико-технологических и логических решений стало не только целесообразным, но и необходимым в обеспечении высокого качества и эффективности проектно-изыскательских и научно-исследовательских работ в соответствующих организациях.

В настоящее время внедрению и широкому распространению новых программно-технических систем уделено особое внимание и в ЗАО «ТюменьНИПИнефть».

Так, например, в Институте начала активно использоваться автоматизированная система электронного документооборота TDMS (Technical Data Management System). Это система, предназначенная для управления информационными потоками и электронной документацией проектных, конструкторских, производственных организаций и любых других предприятий, в работе которых используются технические данные и создаваемые на их основе документы: чертежи, планы, схемы, спецификации, ведомости и т.п.

Основой системы TDMS является объектно-ориентированное ядро, позволяющее гибко настроить среду разработки объектов проектирования – проектов, изделий, сооружений и связать в единое информационное пространство разнородные электронные документы, внешнюю и внутреннюю почту, систему управления, отслеживания хода выполнения работ и обеспечение интеграции с прикладными программами, установленными на предприятии заказчика.

Кроме того, автором совместно с другими специалистами Института предложен и успешно внедрен в систему TDMS комплекс нормативной документации, справочной информации и библиографических данных типа «СПДС-норматив». Эта модификация позволяет выполнить и добиться следующих аспектов:

- повысить уровень доступности научно-технической и нормативной

информации (т.к. система хранит всю связанную с рабочим процессом информацию в центральном хранилище, что обеспечивает постоянный доступ всех участников процесса проектирования ко всем необходимым данным. Все документы и данные, созданные каждым сотрудником Института в процессе работы, накапливаются и могут быть использованы другими работниками. Информация становится собственностью Института, а не отдельных сотрудников);

- снизить временные затраты на поиск необходимой информации (поиск информации осуществляется быстро и безошибочно с использованием различных средств электронного поиска: по значениям атрибутов, по классификаторам полнотекстового поиска. Графическая визуализация структуры проекта позволяет отслеживать связи между объектами проекта (такими, как заказчики, объекты проектирования, чертежи, нормативные и прочие документы) и, тем самым, обеспечить быстрый доступ ко всей информации, связанной с найденным документом или объектом. Кроме того, всегда известно, какая версия документа актуальна, поэтому работники не тратят время на ненужную работу по выявлению ошибок, связанных с использованием недействительной информации, а направляют все усилия на выполнение своих непосредственных обязанностей);

- снизить материальные затраты (например, на бумагу, т.к. система сводит к минимуму расходы на печать и рассылку документации, снижается потребность в печати многочисленных промежуточных вариантов документов при проведении их согласования или внесении изменений (ГОСТы, ТУ, СТО и прочая нормативная документация СПДС);

- повысить эффективность работы и управления (система позволяет организовать эффективное взаимодействие пользователей, совместно работающих над проектом. При прежнем числе сотрудников теперь можно выполнять большее количество работы. Руководство действует эффективнее, располагая актуальной информацией и принимая оптимальные решения. Система протоколирует процессы работы пользователей с документами и проектными данными. Все отношения между сотрудниками при разработке проекта автоматически документируются);

- защитить и сохранить данные (в системе имеется набор функций по управлению доступом и отслеживанию процессов работы пользователей: ведение протокола работы пользователей системы, ролевой доступ, ведение истории изменений статуса и версий документации и проектной информации. Еще одно важное преимущество – это возможность централизованного резервного копирования информации и нормативной

документации);

- соответствовать стандартам международного качества и своевременного обновления информации (система гарантирует соблюдение правильного порядка выполнения работ, а также согласования и утверждения документов. Система исключает источник наиболее часто возникающих ошибок: работу с устаревшими версиями документов или их неполным набором. Это – оптимальный инструмент для внедрения и поддержания серии стандартов ISO 9000).

Последний аспект наиболее важен как в структуре документооборота СПДС, так и для пользователей этой системы – главных инженеров проектов, научных сотрудников, архивариусов и специалистов экспертного отдела. Постоянное и своевременное обновление нормативной базы СПДС в системе TDMS, безусловно, имеет важное значение для общего состояния разработки ПСД (проектно-сметной документации), ее качества и эффективности прохождения экспертизы и сдачи заказчику. А выполнение и соблюдение норм и правил, контроль применения нормативной документации относится непосредственно к службе нормоконтроля Института. Так, например, в СПДС TDMS заложены и используются действующие нормативные документы:

1. ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

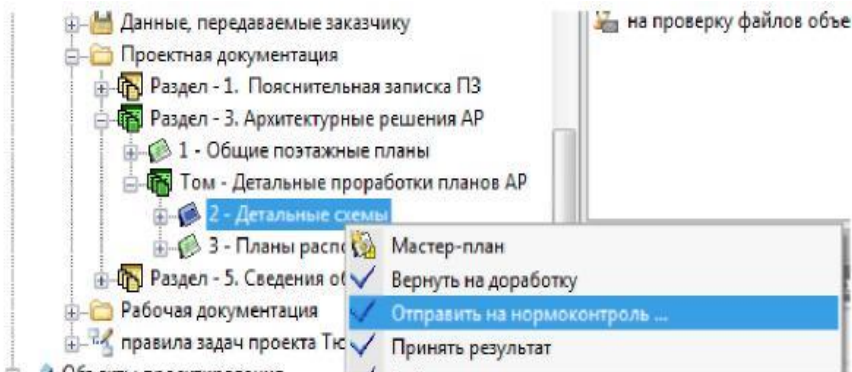
2. ГОСТ Р 21.1001-2013 СПДС. Общие положения (на основе и взамен национального стандарта разработан проект межгосударственного стандарта, проходящий в настоящее время процедуру голосования и принятия странами СНГ, с обозначением ГОСТ 21.001-2013).

3. ГОСТ Р 21.1002-2008 СПДС. Нормоконтроль проектной и рабочей документации (на основе и взамен национального стандарта разработан проект межгосударственного стандарта, проходящий в настоящее время процедуру голосования и принятия странам СНГ, с обозначением ГОСТ 21.002-2013).

4. ГОСТ Р 2.105-95. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.

Примерная схема нормоконтроля документации ПСД согласно нововведенной системе СПДС отражена ниже.

1. Для того чтобы отправить документацию на нормоконтроль, начальник отдела с задачи в состоянии «выполнено» запускает команду «Отправить на нормоконтроль»:



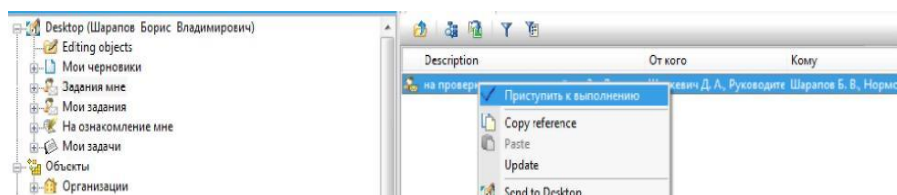
2. В электронной карточке задания на нормоконтроль документации необходимо задать основные характеристики:

Исполнитель задания. Исполнитель задания выбирается из группы «Нормоконтролёры»

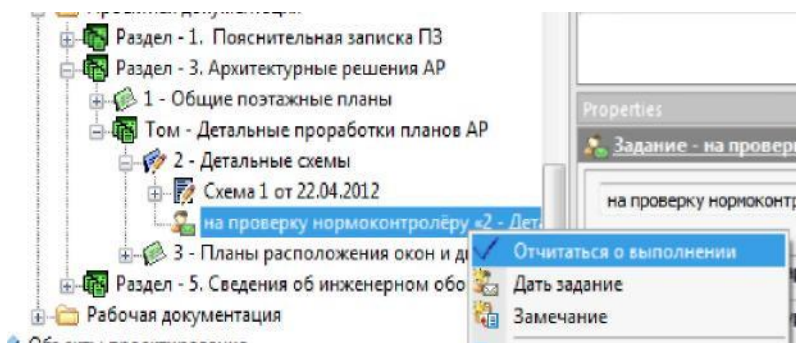
Сроки исполнения задания

Созданное задание направляется нормоконтролёру.

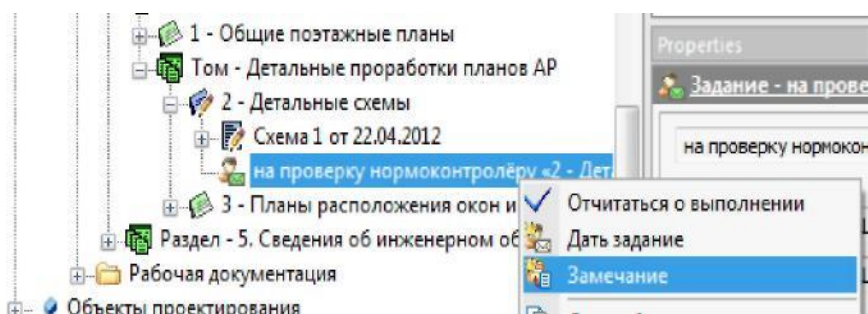
Для того чтобы приступить к заданию, Исполнителю задания необходимо запустить команду «Приступить к выполнению»:



3. Нормоконтролёр с помощью команды «Просмотр файла» изучает документы задачи, отправленной ему на нормоконтроль. Если всё правильно (нет замечаний), то он запускает с задания команду «Отчитаться о выполнении»:



4. Система уведомит начальника отдела, что замечаний нет. Если замечания есть, то он запускает с задания команду «Замечание».



Вышеприведенный пример показывает, что выполнение несложных действий позволяет специалисту Института соблюдать и проверять соответствие выполняемой работы нормативной документации, не отходя от рабочего места и не неся временных и материальных затрат, а его руководителю и работнику службы нормоконтроля – проверять данную ПСД.

Таким образом, на основании практического опыта и положительных результатов успешного внедрения системы СПДС TDMS и, в частности, нормативной документации в систему электронного документооборота в нашем Институте, можно с уверенностью отметить актуальность и целесообразность данного нововведения и дать рекомендации по внедрению подобных программ в других научных и проектных организациях.

Список использованных источников:

1. ОАО «Центр методологии нормирования и стандартизации в строительстве»;
2. TDMS Проектный документооборот. Руководство по нормоконтролю;
3. Журнал. «Автоматизация работы с использованием TDMS».

Раздел 2. ИННОВАЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Аитова Ю.С.

ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТИЗИРОВАННОГО ПОЖАРНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРОТУШЕНИЯ ПЛОЩАДКИ СБОРА И ПРИЕМА НЕФТИ «АРКТИКГАЗ»

Предприятия, эксплуатирующие опасные производственные объекты добычи, транспорта нефти и газа, нефтехимической промышленности представляют собой многочисленный комплекс сложных производств, отличающихся высокой степенью механизации и автоматизации, непрерывным циклом работы и большой взаимосвязью различных технологических установок.

Одним из таких производств является площадка сбора и приема нефти (далее ПСП), где наибольшую опасность с точки зрения возникновения пожара представляет резервуарный парк хранения товарной нефти.

На сегодняшний день многие организации, эксплуатирующие пожаро- и взрывопожароопасные производственные объекты, сталкиваются с проблемой своевременного реагирования и эффективной ликвидации пожаров.

Как показывает статистика, наибольший процент пожаров на объектах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов приходится на наземные резервуары (93,3% из общего количества пожаров на данных объектах).

Основные источники возгорания:

1. Пожары от самовозгорания пирофорных отложений, неосторожного обращения с огнем – 42,2%;
2. Огневые и ремонтные работы – 23,5%;
3. Искры электроустановок – 14,7%;
4. Разряды статического электричества – 9,7%;
5. Проявление атмосферного электричества – 9,2%.

В рамках проектирования ПСП ОАО «АРКТИКГАЗ» сотрудниками ЗАО «ТюменьНИПИнефть» был выявлен наиболее опасный сценарий развития пожара – взрыв парогазовоздушной смеси внутри РВС-20000 (резервуара вертикального стального на 20000 м³), и, как следствие,

разрушение емкости и истечение горячей жидкости в каре резервуара.

Согласно расчетным данным, для тушения пожара в каре, с учетом требуемых расходов на наружное пожаротушение и охлаждение РВС, требуется не менее шести пожарных автомобилей. Минимальная численность личного состава пожарной охраны при этом составляет 42 человека.

В виду удаленности ПСП от населенных пунктов, пожарных подразделений и отсутствия круглогодичных подъездных дорог к опасному производственному объекту, перед проектировщиками встал вопрос о выборе средств и технических решений, способных обеспечить локализацию и ликвидацию пожара до распространения огня за пределы обвалования резервуарного парка товарной нефти и далее – по всей территории производственной площадки, и предотвращения гибели людей.

С целью минимизации затрат эксплуатирующей организации – ОАО «АРКТИКГАЗ» – на строительство и дальнейшее содержание пожарного депо на 6 единиц техники, а так же на строительство общежития на 42 человека (и дальнейшее их содержание) боевого состава, специалистами отдела промышленной безопасности ЗАО «ТюменьНИПИнефть» была проведена исследовательская работа по подбору мероприятий для обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта и выбору оборудования, отвечающего требованиям пожаротушения.

Для реализации тушения пожара по наихудшему сценарию (пожар в каре РВС-20000) на проектируемой площадке ПСП было решено использовать стационарный роботизированный комплекс.

Роботизированный пожарный комплекс (РПК) – совокупность нескольких роботизированных установок пожаротушения, объединенных общей системой управления и обнаружения пожара.

Роботизированная установка пожаротушения (РУП) – стационарное автоматическое средство, смонтированное на неподвижном основании, состоящее из пожарного ствола, имеющего несколько степеней подвижности, оснащенного системой приводов, программным управлением, и предназначенное для тушения и локализации пожара или охлаждения технологического оборудования и строительных конструкций.

Пожарные роботы относятся к автоматическим установкам пожаротушения (АУП), считаются одним из самых надежных средств борьбы с пожарами: они приводятся в действие по объективным

показателям и обеспечивают оперативное тушение очага возгорания в его начальной стадии без участия человека (рисунок 1).

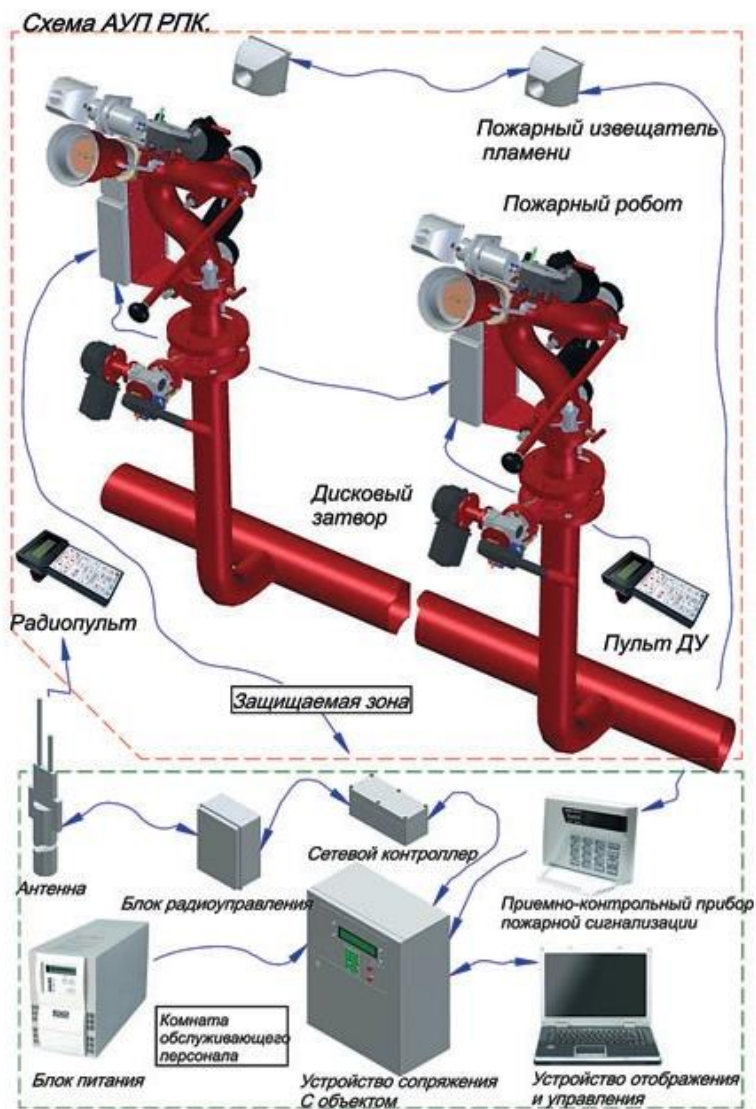


Рисунок 1 – Схема автоматической установки пожаротушения роботизированного пожарного комплекса

РПК содержит две и более роботизированные установки пожаротушения, включающие в себя лафетный ствол с приводами вертикального и горизонтального наведения, насадок с приводом изменения угла распыливания струи и местный пульт управления, которые соединены с блоком коммутации на входе, а на его выходе – с устройством управления, в котором формируются управляющие команды по наведению ствола и пожаротушению. Устройство обнаружения загорания и теленаблюдения установлено на стволе так, что его оптическая ось сориентирована в направлении подачи огнетушащего вещества, соединено с устройством обработки видеосигнала, в котором программно реализуются алгоритмы определения координат очага загорания. Устройство обработки видеосигнала соединено с видеоконтрольным устройством и устройством управления.

Роботизированные установки пожаротушения установлены таким образом, что каждая точка защищаемой зоны орошается не менее, чем двумя струями и контролируется двумя устройствами обнаружения загорания и теленаблюдения. На лафетных стволах дополнительно установлены дисковый затвор с приводом и датчик давления, соединенные с блоком коммутации на входе, выход которого соединен с устройством управления. Изобретение позволяет увеличить точность определения координат очага возгорания и наведения струи с учетом изменения напора в противопожарном трубопроводе, а также повысить помехозащищенность, быстродействие, чувствительность и надежность.

Положительные и отрицательные стороны применения РПК.

В рамках проектных работ было проведено технико-экономическое сравнение затрат на капитальное строительство, закупку оборудования и дальнейшую эксплуатацию по двум вариантам проектирования:

1 вариант – тушение пожара в каре резервуара – осуществляется передвижной пожарной техникой, шесть пожарных автоцистерн, с количеством личного состава пожарной охраны не менее 42 человек .

2 вариант – тушение пожара в каре резервуара – осуществляется роботизированным пожарным комплексом, основанных на базе стационарных лафетных стволов. Также предусмотрено строительство пожарного депо на два пожарных автомобиля, с количеством личного состава пожарной охраны 14 человек.

Результаты технико-экономического сравнения затрат на

капитальное строительство, закупку оборудования и дальнейшую эксплуатацию системы противопожарной защиты резервуарного парка ПСП «АРКТИКГАЗ» представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица расчетов затрат

Наименование показателей	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
Количество машин	шт.	6	2
Годовой расход тепла	МВт	4489,5	1777,3
Годовое потребление электроэнергии	МВт.час	3264	1682
Годовой расход воды	м3	4489,5	2547,7
Численность обслуживающего персонала на 2 вахты	чел.	84	28
Стоимость строительства без НДС в ценах 2013 г.	тыс.руб.	45635,4	15211,8
Стоимость пожарных машин	тыс.руб	92000,0	26000,0
Годовые эксплуатационные расходы в ценах 2013 г.	тыс.руб.	162743,6	48970
Капитальные затраты	тыс.руб	152944,4	269019,9

Недостатками применения роботизированной системы пожаротушения (РПК) на объектах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов являются следующие:

1. Использование рекомендуемых противопожарных комплексов мало изучено в условиях крайнего Севера (применение на открытых установках, в РВС), так как первоначальной целью создания подобной системы было применение РПК в зданиях с массовым пребыванием людей, а также в объектах с большим внутренним пространством: в спортивно-зрелищных комплексах, ангарах для самолетов, подземных автомагистралях, объектах деревообрабатывающей, нефтяной и химической промышленности, машинных залах АЭС и ТЭЦ, логистических центрах.

2. В нормативно-технических документах, используемых в проектировании опасных производственных объектов, на основании требований Федерального закона № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», а так же № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» отсутствуют нормы проектирования системы РПК.

В связи с чем, согласно требованиям ФЗ № 123, а также п. 7.1. СП

5.13130.2009, на данный роботизированный комплекс необходима разработка «Специальных технических условий» (СТУ), что увеличивает время проектирования, ведет к удорожанию проектных работ и увеличивает риск получения замечаний со стороны Главгосэкспертизы.

Достоинствами данной системы является то, что, не смотря на значительную разницу финансовых затрат на период строительства между установкой РПК с пожарным депо на 2 автоцистерны и пожарным депо на 6 автоцистерн, дальнейшее обслуживание и содержание РПК будет гораздо экономически выгоднее, чем содержание и выплата заработной платы личному составу пожарной охраны в количестве 84 человек (вахтовый метод несения службы) (см. таблицу 1). Также применение системы роботизированного комплекса пожаротушения значительно снижает риск гибели людей на тушении пожара.

Список использованных источников:

1. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями от 10 июля 2012 г.);
2. СП 11.13130.2009 «Места дислокации подразделений пожарной охраны. Порядок и методика определения»;
3. ГОСТ Р 12.3.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
4. «Руководства по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках», М., 1999, «Порядка применения пенообразователей для тушения пожаров: Рекомендации. – М.:ВНИИПО, 2007», утв. МЧС России 27.08.2007 г;
5. СНиП 2.11.03-93* «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

Асламов В.А., Спирина С.Н.

ТЕХНОЛОГИИ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ БУРЕНИЯ

Строительство нефтяных и нефтегазовых скважин неизбежно сопровождается воздействием на компоненты окружающей среды. Основными задачами при проектировании и производстве работ по

бурению скважин являются организация рационального природопользования, соблюдение разумного баланса между эффективной разработкой ресурсов и охраной окружающей среды, разработка рекомендаций по минимизации отрицательного воздействия от производимой деятельности.

Наиболее острым в настоящее время является вопрос обращения с отходами бурения, к которым относят буровой шлам, буровые сточные воды и отработанный буровой раствор. Буровой шлам – это водная суспензия, твёрдая часть которой состоит из продуктов разрушения горных пород забоя и стенок скважины, глинистых минералов (при промывке глинистым раствором). Отработанный буровой раствор представляет собой раствор, исключаемый из технологических процессов бурения скважин и не пригодный для дальнейшего использования. Буровые сточные воды – это воды, образующиеся при очистке отработанного бурового раствора и буровых шламов.

Особенности проведения буровых работ в районах Западной и Восточной Сибири – продолжительный временной период с отрицательными температурами воздуха и труднодоступность местности – обуславливает невозможность своевременного вывоза отходов бурения к местам конечного размещения или к местам их обезвреживания.

Традиционная технология сбора, накопления и захоронения отходов бурения предполагает использование шламового амбара. Достоинством данной технологии является простота и относительная дешевизна строительства, эксплуатации и рекультивации амбаров, основным же недостатком – возможное негативное влияние размещенных отходов на почвы, грунты и грунтовые воды, которое сохраняется и после рекультивации. Поэтому, в настоящее время в связи с ужесточением природоохранного законодательства, данная технология находит все меньшее применение.

Между тем, расположение определенной части запасов нефти и газа в границах территорий ограниченного природопользования, таких, как: водоохранные зоны водных объектов, особо охраняемых территорий, территорий традиционного природопользования обуславливает невозможность применения амбарной технологии бурения, и тем более исключает захоронение любых видов опасных отходов.

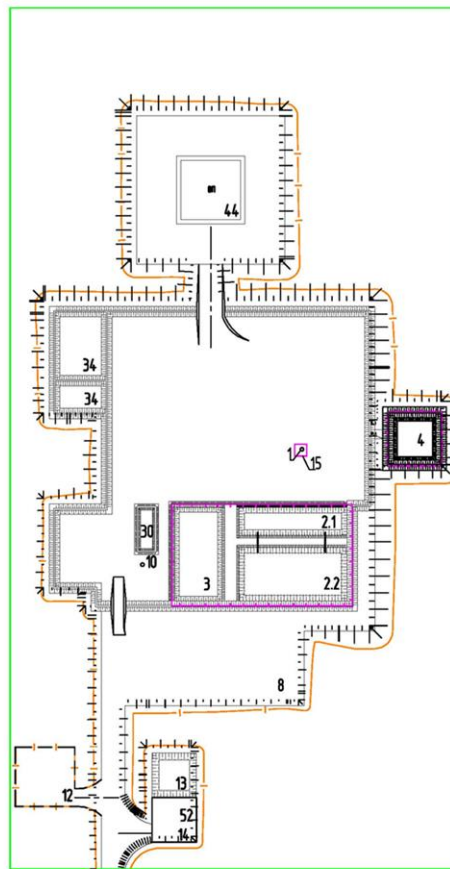
Альтернативным решением размещения отходов бурения является их временное размещение в технологических накопителях с последующим вывозом на специализированные полигоны захоронения, либо передаче лицензированным предприятиям для дальнейшего обезвреживания и использования.

Подобная технология была разработана и активно применяется на практике компанией ОАО «Сургутнефтегаз». Суть технологии заключается в применении безамбарного бурения и использовании бурового шлама в качестве грунта для строительства кустовых площадок. Отличительной особенностью данной технологии является использование для временного накопления отходов бурения не амбара, а траншеи для сбора твердой фазы; жидкая фаза при этом отводится во временную земляную емкость.

Типовая схема площадки бурения скважин при такой технологии представлена на рисунке 1. Размеры площадки могут изменяться в зависимости от типа применяемой буровой установки и дополнительного оборудования. Конструкция траншеи для сбора шлама и емкости для сбора буровых сточных вод (БСВ) представлена на рисунке 2.

Принципиальные особенности устройства площадки следующие:

- на площадке бурения скважины у места размещения буровой установки в теле насыпи устраивается траншея для размещения отжатого бурового шлама;
- за траншеей в теле насыпи устраивается временная земляная емкость для сбора БСВ (размеры траншеи и временной емкости рассчитываются, исходя из объема образования бурового шлама и буровых сточных вод на одну скважину), при этом дно емкости сбора БСВ поднято над максимальным уровнем грунтовых вод на 0,3 м;
- глинистым раствором с помощью цементировочного агрегата производится гидроизоляция дна и стенок временной емкости БСВ. Глина является самым надежным природным изолирующим материалом за счет колюматирования пустот между частицами грунта, образует водонепроницаемый слой (т.е. формирует уникальный самозалечивающийся гидроизолирующий слой);
- заполнение емкости производится не ранее, чем через 24 часа после нанесения гидроизоляции.



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Объект капитального строительства	
1	Проектируемая скважина	
	Временные здания и сооружения	
2.1	Траншея для бурового шлама	
2.2	Емкость для буровых сточных вод	
3	Анبار водной (технологический)	
4	Анбар технологический (ПБО)	
8	Площадка для размещения бытовых и административных помещений на буровой	
10	Скважина временного технического водоснабжения	
12	Площадка для стоянки пожарной техники	
13	Анбар водной (для нужд пожаротушения)	
14	Площадка для забора воды пожарной техникой	
15	Ограждение устья проектируемой скважины на период консервации	
30	Площадка для водонефтяной емкости	
34	Площадка для раскормного склада ГСМ	
44	Площадка вертолетная	
52	Площадка под блок-бокс пожарного инвентаря	

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Граница подсчета объемов работ
	Ограждение
	Металлическая водопропускная труба d=325 мм
	Граница засыпки открытого залегания торфа

Рисунок 1 – Типовая схема площадки одиночной скважины

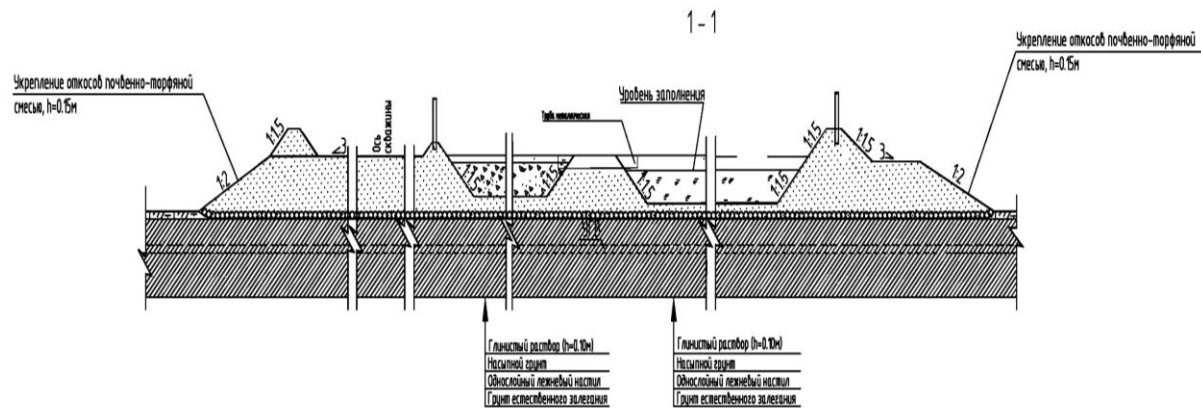


Рисунок 2 – Конструкция траншеи для сбора шлама и емкости для сбора буровых сточных вод

Одним из мероприятий, направленных на уменьшение вредного воздействия процесса бурения скважин на окружающую среду, является сокращение объемов образования отходов бурения и снижение содержания в них химических реагентов. Использование современной высокоэффективной 4-х ступенчатой системы очистки бурового раствора позволяет сократить потребление воды на технологические нужды на 60-70%, а расход химреагентов – на 30-40%. Это повышает экологическую безопасность производства буровых работ и снижает возможное негативное воздействие от образующихся отходов.

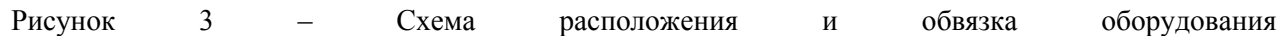
В систему очистки входят:

- 1-ая ступень – высокоэффективные вибросита, позволяющие удалить частицы размером до 300 мкм;
- 2-ая ступень – пескоотделители, позволяющие удалить частицы размером до 80 мкм;
- 3-ая ступень – илоотделители, позволяющие удалить частицы размером до 30 мкм;
- 4-ая ступень – центрифуги, позволяющие удалить частицы размером до 5 мкм и осушающее сито, позволяющее дополнительно отжать выбуренную породу.

Кроме того, в схему очистки включены центробежные насосы, винтовой конвейер, емкости, лопастные перемешиватели, всасывающие и нагнетательные линии, запорная арматура и др.

Типовая схема расположения и обвязка оборудования для приготовления и очистки бурового раствора при бурении скважин по экологически малоопасной технологии приведена на рисунке 3.

Буровой раствор из скважины поступает на вибросита (1-3), на которых происходит отделение основной массы выбуренной породы (шлама) от раствора. Шлам с вибросит сбрасывается с помощью винтового конвейера (4) в траншею для сбора шлама, а буровой раствор через сетки вибросит стекает в шламовую емкость (1), из которой насосом ШН подается для удаления газа в дегазатор (10) и дальше в емкость дегазированного раствора. Из этой емкости насосом ШН раствор подается на пескоотделитель ситогидроциклонной установки (5, 12). На пескоотделителе буровой раствор разделяется на пульпу с повышенным содержанием песка и на основную массу раствора, содержащего твердые частицы размером менее 74 мкм.



Пульпа с пескоотделителя подается на вибросито ситогидроциклонной установки, где происходит разделение пульпы на концентрат песка и жидкую часть раствора, поступающего в приемные емкости. Концентрат песка сбрасывается с помощью конвейера в шламоборник, а жидкая часть пульпы, пройдя сетки вибросита, стекает в емкость предварительной очистки раствора (2). Жидкая часть бурового раствора из этой емкости с помощью центробежного насоса через ситогидроциклонную установку подается в приемные емкости (3-5).

Приемные емкости для удаления шлама обвязаны илоотделителем (6). Пульпа стекает на сетку вибросита: концентрат частиц размером менее 25 мкм сбрасывается на конвейер и далее в шламоборник, а жидкая часть раствора стекает в емкость (2) предварительной очистки раствора. Раствор с илоотделителя с помощью центробежного насоса направляется в приемные емкости насосно-емкостного блока буровой установки.

При необходимости дальнейшего снижения твердой фазы в растворе и для удаления частиц размером менее 10 мкм в работу подключают напрямую центрифугу (15.1). Буровой раствор, попадая в центрифугу, разделяется на жидкую и твердую фазу (кек). Кек с центрифуги попадает на винтовой конвейер и направляется в траншею для сбора шлама.

Использование полученной после очистки твердой фазы отходов бурения в качестве строительного материала возможно только в случае использования бурового раствора с невысокой токсичностью (исключение использования нефти и других опасных химических реагентов). Поэтому компанией ОАО «Сургутнефтегаз» были разработаны и регламентированы к использованию при бурении скважин определенные рецептуры буровых растворов на основе малотоксичных биоразлагаемых полимеров типа Kem-Pas и Poly-Kem-D. Буровые шламы, образующиеся при применении таких буровых растворов, были комплексно исследованы в НИЦЭБ РАН (г. Санкт-Петербург) с привлечением ряда научно-исследовательских институтов (ФГБУН Научно-исследовательский институт радиационной гигиены им. проф. П.В. Рамзаева, Научно-исследовательский испытательный институт озерного и речного рыбного хозяйства и др.). Эколого-токсикологическая оценка была проведена в соответствии с СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и

потребления», а также Приказом МПР России от 15.06.2001 № 511 «Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды».

Результаты проведения исследований показали следующее:

Определение радионуклидного состава и эффективной удельной активности природных радионуклидов буровых шламов выявило, что удельная активность радионуклидов в пробах шламов не превышает 140 Бк/кг. Буровые шламы, рассматриваемые в качестве строительного материала, содержащего природные радионуклиды, по радиационному фактору могут использоваться для любого вида строительных работ в качестве строительного сырья и материалов I класса ($A_{эфф}$ до 370 Бк/кг).

Все пробы исследованных буровых шламов характеризуются щелочной реакцией среды, что обусловлено, как правило, составом применяемых при бурении реагентов. Тяжелые металлы в пробах буровых шламов находятся в труднорастворимой, недоступной форме, и в таком виде не токсичны для живых организмов. Содержание подвижных форм тяжелых металлов не превышает установленные нормативы ПДК.

Установлено, что практически все пробы бурового шлама характеризуются низким содержанием нефтепродуктов (0,014-0,191%), не превышающим значений регионального норматива «Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», утвержденного постановлением Правительства ХМАО-Югры от 10.12.2004 г. №466-П.

Сложный многокомпонентный состав буровых шламов обусловил необходимость установления класса опасности с использованием биологических тест-объектов. Биотестирование проводилось на микроорганизмах, гидробионтах (дафнии, инфузории, аквариумные рыбки), высших растениях и теплокровных животных (крысах). Все эксперименты были проведены по утвержденным методикам, РД и ГОСТам.

В результате проведенных экспериментов установлено, что наиболее чувствительными к действию буровых шламов являются микроорганизмы и инфузории. Высшие растения, теплокровные животные оказались устойчивы к токсическому действию буровых шламов. Установлено, что, согласно нормативным документам

(«Критерии отнесения...», 2001; СП 2.1.7.1386-03), все пробы буровых шламов могут быть отнесены к IV классу опасности – мало опасные. Заключение по эколого-токсикологической оценке буровых шламов представлено в Приложении А.

На основании анализа полученных результатов Роспотребнадзор выдал Санитарно-эпидемиологические заключения на 13 рецептур буровых шламов; на 8 рецептур буровых шламов заключение выдано ФБУЗ «Российский регистр потенциально опасных химических и биологических веществ» Роспотребнадзора. В соответствии с выданными заключениями, буровые шламы, как инертный грунт, могут быть использованы в качестве строительного материала в теле насыпи площадок.

При применении рассматриваемой технологии размещения отходов бурения при строительстве скважин очень важна организация качественного производственного экологического мониторинга.

Мероприятия по производственному экологическому контролю носят комплексный характер и включают в себя проверку соблюдения требований законодательства в области охраны окружающей среды в целом.

Производственный экологический контроль выполняется на всех стадиях производства работ: инженерная подготовка площадки, вышкомонтажные работы, бурение (включая подготовительные работы к бурению), крепление, освоение, ликвидация скважины, рекультивация земель.

Целью производственного экологического контроля является:

- соблюдение требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством;
- обеспечение выполнения в процессе строительства объектов нефтепромысла мероприятий по охране окружающей среды;
- получение достоверной информации о состоянии компонентов природной среды в условиях техногенного воздействия объектов нефтепромысла.

В рамках осуществления производственного экологического контроля при проектировании и строительстве объектов подлежат контролю:

- обоснованность и законность проведения строительных работ, наличие согласованной проектной документации и положительного заключения Государственной экспертизы;

- соответствие фактически выполненных работ требованиям и составу проектной документации (авторский надзор);
- работы по реализации проектов внедрения безотходных, малоотходных и экологически чистых технологических процессов, обеспечивающих сокращение уровня загрязнения окружающей среды;
- соблюдение параметров, определенных режимными картами и инструкциями работы технологического оборудования, обеспечивающих загрязнение окружающей среды в пределах допустимых нормативов;
- соблюдение установленных показателей, параметров работающего технологического и природоохранного оборудования, обеспечивающих экологическую безопасность, и определение причин отклонений фактических величин от допустимых значений;
- соблюдение нормативов качества окружающей среды;
- соблюдение порядка и правил обращения с отходами производства и потребления;
- полнота выполнения проектных решений по рекультивации нарушенных земель и передача их уполномоченным органам после окончания срока аренды.

На площадке с использованием бурового шлама в тело насыпи должен быть предусмотрен отбор и химический анализ грунтовых вод и почв на расстоянии 10, 50 и 100 метров по направлению линий стока от обваловки площадки. Отбор проб проводится с учетом уклона поверхности – от площадки в сторону вероятного сноса загрязнителей, т.е. ниже по рельефу. В пунктах отбора проб отбираются пробы почв из верхних горизонтов (до глубины 50 см), из прикопок отбираются пробы грунтовой воды зоны аэрации.

Также предусматривается отбор буровых сточных вод из временной емкости и проб буровых шламов (со шнека или с козырька вибросита, т.е. с последней точки перед сбросом в траншею согласно ПНДФ 12.4.2.1-99 «Отходы минерального происхождения. Рекомендации по отбору и подготовке проб. Общие положения»).

Кроме того, производится отбор поверхностных вод и донных отложений из ближайших водных объектов.

Отбор и анализ проб грунтовых вод, почв для определения исходного (фоновое) состояния должен быть произведен до начала разбуривания, контроль начинается через месяц после начала работ. В дальнейшем периодичность контроля должна быть не реже двух раз в год в течение трех лет после окончания строительства скважины.

Сравнение показателей, определенных в процессе и по окончании строительства скважины, с исходными (фоновыми) показателями даст возможность определить источник и степень загрязнения почв и грунтовых вод.

При обнаружении загрязнения в районе площадки скважины выше исходных (фоновых) концентраций, производится обследование с целью обнаружения источника загрязнения. Работы, являющиеся причиной загрязнения, должны быть остановлены и приняты меры по ликвидации источника загрязнения.

За все время применения данной технологии (с 1997 г.), включая разработку, проведение опытно-промысловых работ и промышленную эксплуатацию, компанией ОАО «Сургутнефтегаз» построено более 200 площадок эксплуатационных и разведочных скважин, в теле которых использован буровой шлам. В районе каждой площадки выполняются многолетние экологические мониторинговые исследования с участием учреждений РАН, независимых лабораторий и государственных контролирующих органов. На данный момент негативного воздействия на окружающую среду не выявлено и была доказана надежность применяемой технологии.

Таким образом рассмотренная технология использования бурового шлама в качестве грунта для тела насыпи площадки доказала свою высокую эффективность в условиях строительства скважин Сибирского региона.

Асламова Л.И.

ОТВОД ДОЖДЕВЫХ И ТАЛЫХ ВОД С ПОЛИГОНОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ В РАЙОНАХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Захоронение бытовых и производственных отходов является актуальнейшим вопросом и имеет первостепенное значение в решении. Под бытовыми и производственными отходами понимают остатки сырья, материалов, иных изделий или продуктов, которые образовались в процессе производства или потребления, а также товары (продукция), утратившие свои потребительские свойства.

В соответствии с п.п. 7.2 ст. 11 № 174-ФЗ проектная документация объектов, связанных с размещением (захоронением) отходов I-V

классов опасности подлежит обязательной государственной экологической экспертизе федерального уровня.

Специалистами ЗАО «ТюменьНИПИнефть» проектирование полигонов захоронения отходов производится для разных климатических зон, в том числе и для районов Крайнего Севера. Для таких районов проблемой является не только накопление большого количества бытовых и производственных отходов, подверженных длительным процессам деструкции из-за низких среднегодовых температур, но и отсутствие в необходимых объемах грунтов, которые рекомендуется применять для послойной изоляции бытовых отходов. Кроме этого, большая часть этих районов расположена на заболоченных участках или территориях с недостаточно глубоким уровнем залегания грунтовых вод.

Решение по обозначенным проблемам захоронения отходов представлено в проекте «Обустройство Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. Полигон промышленных и твердых бытовых отходов».

Проектируемый полигон бытовых и производственных отходов предназначен для приема, накопления, переработки и захоронения твердых бытовых и промышленных отходов III-V класса опасности и утилизации жидких нефтесодержащих отходов III класса опасности в период строительства и эксплуатации нефтегазового месторождения с целью оптимального решения вопросов охраны окружающей природной среды в районе освоения.

Территориально объект расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на юго-западе Гыданского полуострова, в 340 км к северу от г. Новый Уренгой. Ближайшими населенными пунктами являются п. Антипаюта, п. Находка и п. Тазовский, расположенные в 115 км на северо-запад, в 108 км на юго-запад и в 104 км на юг соответственно от границы Восточно-Мессояхского лицензионного участка.

Наиболее характерными трудностями при проектировании в данном регионе являются его природно-климатические особенности. Тип климата субарктический, характеризуется как резко континентальный с суровой продолжительной зимой, коротким летом, короткими переходными сезонами с поздними весенними и ранними осенними заморозками. Распределение температуры осложняется резкими ее колебаниями, которые наблюдаются не только в течение года, месяца, но и суток, что обусловлено резкой сменой типов

воздушных масс. Характерны арктические циклоны с облачностью и сильными ветрами. Осадков выпадает до 500 мм/год, и это больше, чем испаряется. Продолжительность периода с отрицательной температурой в районе метеостанции Тазовский до 243 суток. Устойчивые морозы держатся до 206 дней в году. Территория заболочена, а также наблюдается сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП), мощность которых достигает 250-350 м (рисунок 1).



Рисунок 1 – Карта-схема геокриологического районирования
 – участок строительства

Для целей проектирования распространение многолетнемерзлых пород (ММП), температура и льдистость грунтов определяются по таблице 1.

Таблица 1 – Геоэкологическое районирование территории

Температура ММП, °С	Номер района	Льдистость грунтов	Распространение многолетнемерзлых пород (ММП)
< -5	11, 6, 27, 13	Грунты льдистые	>95%
-5 +3	17, 18, 23, 24, 14, 40	Грунты льдистые	
-3 +0	28	Грунты льдистые	
-3 +0	29, 41, 9	Грунты малольдистые	60-95%
-0,5 +0	71	Грунты малольдистые	20-50 %

Из нее видно, что строительство полигона бытовых и промышленных отходов будет производиться в районе вечноммерзлых грунтов, с температурой грунтов < -5°С с льдистыми грунтами.

Источником химического загрязнения почв в период эксплуатации полигона выступают фильтрационные воды, образующиеся в теле полигона, а так же дождевые и талые воды, выпадающие на карты захоронения, в случае их перелива.

Миграция загрязняющих веществ в подземные горизонты сводится к прохождению ими серии геохимических барьеров. Поверхностные воды, стекающие с полигона, в своем составе могут нести загрязняющие вещества, и при движении по прилегающим землям загрязнять почвы. Проникновение фильтрата в почвы может привести к значительному загрязнению окружающей среды не только вредными органическими и неорганическими соединениями, но и яйцами гельминтов, патогенными микроорганизмами. При попадании загрязняющих веществ на поверхность, в почве территорий, прилегающих к проектируемому объекту, могут происходить необратимые изменения морфологических, физических, физико-химических, микробиологических свойств, а иногда и существенная перестройка всего почвенного профиля. В результате уменьшается биопродуктивность почвенного покрова.

Для того, чтобы исключить воздействие на поверхностные и подземные воды, в период эксплуатации полигона проектом

предусмотрен ряд мероприятий:

- расположение площадки полигона вдали от водных объектов за пределами водоохранных зон;
- устройство на площадке полигона замкнутой системы водоотведения с возможностью очистки и утилизации всех видов сточных вод;
- возвышения уровня дна карт, устраиваемых в теле насыпи, над уровнем грунтовых вод;
- устройство на площадке водоотвода средствами вертикальной планировки;
- устройство гидроизоляции по дну и откосом из полотна «Ventolock» и экрана из покрывающего слоя грунта, $h=0,30$ м;
- устройство по периметру площадки полигона оградительного вала высотой 1,5 м и шириной по верху 3 м, с заложением откосов 1:1,5;
- укрепление откосов с применением георешетки или с применением геомата;
- для предотвращения сплыва откоса при сезонном оттаивании ММП в основании подошвы откоса насыпи площадки полигона проектом предусмотрено устройство теплоизолирующих присыпок из торфа по всему периметру откоса насыпи. Высота присыпного термоизолирующего слоя принята 2/3 высоты насыпи;
- устройство на выезде из полигона площадки пропарки и санобработки контейнеров и мусоровозов с дезбарьером, служащих для дезинфекции колес автотранспорта и очистки спецтехники;
- установка переносных сетчатых ограждений (щитов) для задержки легкой фракции отходов, высыпавшихся при разгрузке;
- организация регулярной очистки нагорных перехватывающих обводных каналов;
- организация уборки территории санитарно-защитной зоны и прилегающих земель каждые 10 дней;
- створы наблюдательных скважин для обеспечения контроля высоты состояния грунтовых вод, их физико-химического и бактериологического состава на территории полигона по переработке твердых и жидких шламов и в его санитарно-защитной зоне по всем четырем направлениям. В соответствии со СНиП 2.01.28-85 в каждом створе расположено по две скважины;
- укрепление обочины подъездной автодороги на ширину 1,0 м

слоем щебня 0,15 м;

- устройство пеноплекса под картами амбара в целях дополнительной защиты грунтов от растепления по всему периметру карт. Для изоляции отходов служит гидроизоляционный экран, соответствующий требованиям СНиП 2.01.28-85;

- укрепление приоровочной полосы дороги шириной 0,5 м посевом трав по слою торфо-песчаной смеси 0,15 м;

- канал чистых дождевых и талых вод;

- кольцевая защитная дамба из песчаного грунта;

- внутриплощадочный лоток загрязненных дождевых вод для сбора поверхностного стока, с дальнейшим сбросом воды в дренажно-канализационную емкость;

- отведение талых дождевых вод со спланированной территории полигона, находящейся с наружной стороны обвалования полигона для предотвращения разрушения насыпи площадки полигона;

- отвод атмосферных осадков с территории проектируемых объектов и их защита от последствий опасных геологических процессов, от подтопления поверхностными водами с прилегающих к площадке земель, а также грунтовых вод;

- полная герметизация технологического процесса;

- проведение плановых ремонтных работ на объекте;

- рекультивация площадки полигона.

В настоящей статье рассмотрен один из аспектов экологической безопасности, а именно сохранение водонепроницаемости противофильтрационного экрана и недопущение перелива стоков с карт сбора и захоронения отходов (рисунок 2).

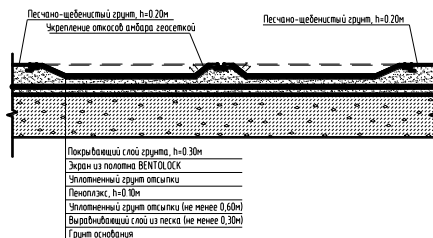


Рисунок 2 – Конструкция противофильтрационного экрана

Защитные противofiltrационные экраны основания и поверхности полигона – это конструктивные элементы, обеспечивающие природоохранные функции. Срок службы защитных экранов определяется как периодом эксплуатации полигона (заполнение полигона до его проектной вместимости), что составляет от 15 до 30 лет, так и пассивным периодом, когда полигон закрыт и не принимает отходы. Их элементы находятся в непосредственном контакте с захороняемым продуктом, поэтому при подборе материалов для выполнения этих конструкций были оценены их устойчивость к агрессивным средам.

Проектом на строительство полигона предусмотрено устройство противofiltrационного экрана из полотна «Bentolock» по дну и откосам котлована, поэтому содержание токсичных веществ и тяжелых металлов районе полигона не будет превышать ПДК.

Противofiltrационный экран в основании полигона совместно с защитным экраном, устраиваемым при перекрытии верха полигона после окончания его эксплуатации, образуют замкнутую систему типа «саркофаг».

Традиционным решением отвода дождевых и талых вод с карт полигона для предупреждения их переполнения является устройство дренажной системы в теле захороняемого продукта. Назначение дренажной системы – отвод стоков с поверхности карт, что сводит к минимуму возможность перелива загрязненных стоков с карт на территорию полигона.

Дренажная сеть состоит из дренирующего слоя, отсыпанного между дренажными трубами и по их верху. Дрены выполняются из перфорированных труб.

В условиях сурового климата, низких температур и короткого лета данный способ предупреждения переполнения карт талыми и дождевыми стоками не эффективен.

Так как в данном районе осадков выпадает больше, чем испаряется, серьезной задачей является защита окружающей среды от подтопления талыми и производственно-дождевыми водами территорий самого полигона и территорий, расположенных рядом с ним.

Одной из мер предупреждения перелива стоков является дополнительный учет высоты слоя годовых осадков на картах, что в данном проекте составляет 500 мм.

Также в проекте предусмотрено устройство наружного и внутренних кольцевых каналов.

Цель создания каналов заключается в сборе дождевых вод со всей территории полигона и предотвращении распространения их в окружающую среду. Для этого каналы размещены на внутренней части насыпи. Уклоны дна каналов направлены в сторону сбора стоков в дренажно-канализационные емкости.

В соответствие с п. 6.5.5 СП 32.13330.2012 присоединение каналов к сети дождевой канализации предусмотрено через колодцы с отстойной частью. Конструкция колодцев состоит из металлической трубы с отверстием для сбора стоков и отстойной частью. Отверстие оборудовано мусоросборной решеткой с прозорами не более 50 мм и подсоединено к водоотводящей трубе диаметром 250 мм.

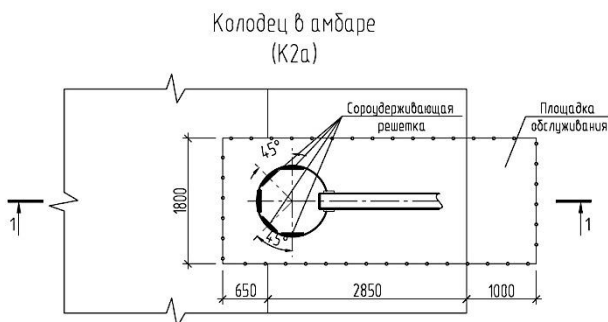
Вместо системы дренирования, для предотвращения переливов карт полигонов, нами разработаны колодцы для сбора жидкой фазы отходов, дождевых и талых вод.

Сбор жидкой фазы на картах полигона предусматривается через колодцы сбора стоков (рисунок 3).

Конструкция колодцев состоит из металлической трубы с водоприемными отверстиями в стенке для сбора стоков – по три отверстия в колодце, расположенных на разных уровнях. По мере отстаивания взвешенных веществ и повышении уровня отходов на картах полигона, нижние отверстия постепенно перекрываются складировемым содержимым. Для предотвращения системы водоотвода от засорения, мы предусматриваем возможность перекрытия нижних отверстий в колодцах и установку запорных стальных заслонок вместо сороудерживающих решеток.

Каждое отверстие оборудовано вертикально-расположенной сороудерживающей решеткой, выполненной из стержней, просвет между стержнями не более 50 мм. Решетки устанавливаются в пазах. Очистка решеток производится вручную при подъеме их наверх колодца.

Колодцы имеют отстойную часть, не менее 800 мм от нижнего отверстия. Осадок из колодца удаляется по мере накопления методом взмучивания осадка и последующей пропарки. К колодцу предусмотрен мостик для обслуживания. В целях безопасности мостик оборудован перилами.



Разрез 1-1

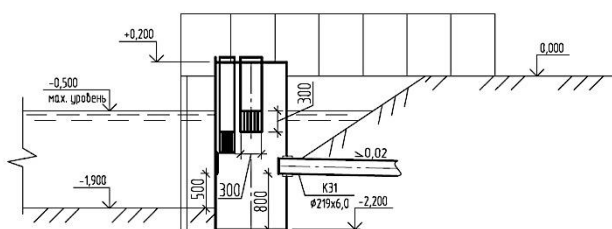


Рисунок 3 – Колодцы сбора стоков

Благодаря принятым решениям в период эксплуатации полигона, при условии выполнения технических и природоохранных проектных решений, негативное воздействие на подземные воды исключается.

Список использованных источников:

1. СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»; Федеральный закон 123-ФЗ РФ от 22.07.08г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
2. СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»;
3. СНиП 2.04.03-85 «Канализация. Наружные сети и сооружения»;
4. СанПиН 2.1.7.1038-01 "Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов";
5. СанПиН 2.1.7.1287-03 "Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы";

6. СанПиН 2.1.7.1322-03 "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления";
7. СанПиН 2.1.5.980 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»;
8. СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила установления класса опасности токсичных отходов производства и потребления»;
9. ФГУП «НИИ ВОДГЕО» «Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска в водные объекты». ФГУП НИИ ВОДГЕО 2006.
10. СНиП 2.01.28-85 Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов.
11. №174-ФЗ от 23.11.1995 N 174-ФЗ "Об экологической экспертизе»
12. Сметанин В.И. Защита окружающей среды от отходов производства и потребления Издательство «Колос» Москва 2000 Страниц: 232.
13. Экология (Серия «Учебный курс»)/А.И.Ажгиревич, В.А. Грачев, В.А.Гутенев и др.; Под ред. проф. В.В. Денисова.-М.; ИКЦ»»МарТ»; Ростов н/Д: Издательский центр «МарТ» , 2006. Страниц:768.
14. Систер В.Г., Мирный А.Н., Скворцов Л.С. и др. Твердые бытовые отходы.- М., АКХ им. К.Д. Памфилова, 2001. Страниц: 320.
15. Родионов А.И., Клушин В.Н., Систер В.Г. Технологические процессы экологической безопасности. Калуга, изд. Н.Бочкаревой, 2000 Страниц: 800.
16. Потапов П.А., Пупырев Е.И., Потапов А.Д. Методы локализации и обработки фильтрата полигонов захоронения твёрдых бытовых отходов Издательство: АСВ Год: 2004 Страниц: 168.

Афанасьев А.Ю., Звонарев М.Е.

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ БЕСПРОВОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Введение

Развитие в последнее десятилетие беспроводных технологий передачи данных позволило в короткие сроки создавать сети передачи

данных там, где еще недавно это казалось невозможным. За доступными для частного пользования сетями последовали и разработки, предназначенные для специализированного использования в промышленности и транспорте. Появление современных беспроводных технологий вызвало в промышленности огромный интерес, и сейчас все чаще можно встретить предприятия, успешно применяющие их на отдельных участках.

Беспроводная технология предоставляет возможности в широком диапазоне применения, от дополнительных измерений там, где они раньше были физически или экономически невозможными, до функций в масштабе всего предприятия, таких как отслеживание основных фондов и персонала, обеспечение безопасности и контроль производительности труда работников.

Традиционно при построении систем автоматизации применяется кабельная продукция, используемая для организации сетей передачи данных от датчиков и исполнительных механизмов в автоматизированную систему управления (АСУТП). Проблемы передачи данных по кабельным линиям давно известны:

- низкая помехозащищенность;
- высокая стоимость реализации;
- плохая ремонтпригодность;
- большое время построения и восстановления.

Развитие беспроводных технологий раскрывает перед конечными пользователями ряд преимуществ, которые могут быть использованы в целях повышения эффективности производства и обеспечения безопасности. Самым очевидным является отсутствие кабельных трасс как таковых, а также сопутствующих расходов по их прокладке и обслуживанию, однако, на этом положительные аспекты не заканчиваются.

Преимущества беспроводных технологий:

- сокращение сроков запуска оборудования, поскольку отсутствует необходимость в прокладке кабельных трасс;
- возможность оснащения контрольными приборами объектов, автоматизация которых ранее была невозможна или экономически нецелесообразна, например, в хранилищах вспомогательной продукции;
- возможность масштабирования системы управления с меньшими затратами и усилиями;

- контроль рабочих устройств, установок, которые приводятся в действие вручную (например, шаровых клапанов), для уменьшения циклов управления или отказа от них и обеспечения лучшего обзора состояния технологической установки;
- оптимизация процесса и отслеживание временно установленными беспроводными измерительными устройствами, которые измеряют второстепенные параметра процесса;
- крайне низкое энергопотребление, обусловленное ответом датчиков не в постоянном режиме, а по мере необходимости;
- возможность контроля аппаратуры датчиков удаленно, без стационарного монтажа контрольного оборудования;
- автоматизация объектов с отсутствующим электроснабжением за счет электропитания от альтернативных источников, прежде всего – солнечной энергии.

На сегодняшний день основными претендентами на роль ведущих беспроводных стандартов промышленной автоматизации являются протоколы WirelessHART и ISA100.11a. Как стандарт WirelessHART, так и позже появившийся ISA100.11a, базируются на IEEE 802.15.4 – протоколе нижнего уровня модели OSI. Основным отличием от распространенного стандарта 802.11 является ориентированность на беспроводные сети с минимальной стоимостью, максимальной энергоэффективностью, защищенностью, а также надежностью передачи данных, скорость передачи при этом играет второстепенную роль.

Полевое оборудование – плюсы и минусы

Как и любая другая технология, беспроводные средства измерения имеют свои положительные и отрицательные качества.

Главное преимущество – это решение проблем, возникающих при использовании кабельных линий. За счет исключения большого объема строительно-монтажных и пусконаладочных работ и затрат на материалы стоимость реализации объекта может быть значительно снижена – прокладка кабельных линий, а также необходимых для них кабельных эстакад, траншей, трубопроводов исключена.

При правильной настройке беспроводной сети помехозащищенность беспроводной сети передачи данных будет не ниже, а, возможно, даже выше, за счет отсутствия влияния электромагнитного поля на сеть передачи данных.

Необходимый для промышленного применения уровень непрерывности и безопасности обеспечивается быстрой заменой

вышедшего из строя датчика из состава ЗИП. Технологический процесс при этом не требует остановки.

Скорость построения и восстановления систем, построенных на беспроводных средствах автоматизации выше в несколько раз, за счет отсутствия большого объема строительно-монтажных и пусконаладочных работ. При построении беспроводных сетей достаточно установить беспроводные датчики и приемники сигналов, произвести настройку и система готова к работе.

Немаловажно также и уменьшение операционных затрат, связанных с обслуживанием беспроводных систем автоматизации. В связи с отсутствием необходимости обслуживания кабельных связей для обслуживания достаточно иметь в штате одного-двух специалистов, которые при необходимости будут осуществлять диагностику оборудования, осуществлять его обслуживание и, при необходимости, замену.

Беспроводные технологии, безусловно, не лишены и недостатков:

1. Необходимость замены элементов питания: периодичность замены зависит от интервала опроса датчика (от 1 с до 1 ч), климатических условий (от -60°C до $+85^{\circ}\text{C}$) и может составлять до одного раза в год до одного раза в 10 лет;

2. Необходимость прямой видимости между датчиком и приемником сигнала (проблема косвенно решена путем реализации ретрансляции сигнала через любой сегмент сети);

3. Отсутствие исполнения средств измерения в низкотемпературном исполнении;

4. Высокая стоимость оборудования в сравнении с аналогичными проводными средствами автоматизации;

5. Отсутствие широкой номенклатуры оборудования;

6. Отсутствие реализации технологии Plug&Play.

Способы решения проблем беспроводных датчиков

Увеличение времени работы без замены источников питания может быть реализовано следующими путями:

– Использование управляемого («импульсного») режима работы датчиков, предназначенных для измерения медленно изменяющихся параметров. При этом разнесение во времени процессов измерения параметра и передачи результата измерений уменьшает и среднюю, и пиковую потребляемую мощность.

– Работа элементов в микрорежиме, под которым понимается такой режим функционирования электронных элементов, при котором

их ток потребления не превышает долей миллиампера. Применение микрорежима позволяет значительно улучшить и такие важные показатели средств измерения, как точность, надежность, материалоемкость и экономичность. Повышение точности при работе в микрорежиме достигается за счет снижения тепловыделения, что непосредственно приводит к снижению температурных погрешностей за счет облегчения и выравнивания теплового режима узлов и блоков. При снижении тепловой нагрузки на электронные элементы уменьшается также температурный уход их параметров и значение термоэлектродвижущей силы. Малое выделение тепла в микрорежиме позволяет повысить плотность компоновки элементов на плате, исключить системы теплоотвода и теплозащиты, в результате чего снижаются и габаритные размеры датчиков.

- Уменьшение рабочих напряжений, имеющее смысл даже в режиме полного или частичного выключения структурных элементов (узлов) датчика, т.к. при этом уменьшаются токи утечки. Понижение напряжения питания сужает динамический диапазон и уменьшает усиление, что может привести к ухудшению точности, однако с практической точки зрения датчик должен обеспечивать лишь тот уровень точности, который требуется для конкретного приложения.

- Рациональный выбор протокола беспроводной передачи данных, который осуществляется в зависимости от объема передаваемых данных, расстояния передачи и используемой частоты.

- Отсутствие низкотемпературного исполнения для средств автоматизации актуально только для районов, где температура воздуха опускается ниже -50°C .

Существует решение и этой проблемы:

- использование элементной базы, на которую не оказывает влияния низкие температуры (по аналогии с проводными датчиками);

- использование батарей большей емкости, при тех же габаритах, за счет использования новых технологий, для использования части ее энергии на поддержания минимально возможной температуры;

- применение материалов, имеющих низкую теплопроводность, для изготовления корпусов средств измерения (данный способ можно использовать как в отдельности, так и в комбинации с описанными выше возможными решениями).

Основные производители беспроводных средств измерений производят продукцию высшей ценовой категории. После выхода на рынок решений от компаний «второго эшелона» ситуация должна

измениться – конкуренция и борьба за потребителя приводят к выгоде для последнего. Ценовая политика производителей также подвергнется изменениям с началом использования новых более экономичных технологий, увеличения объемов продаж и расширения географии использования.

Производители стараются добиться, чтобы установка и подключение датчиков, а также настройка системы передачи данных были достаточно простыми и стремились к простоте подхода Plug&Play.

Рынок средств автоматизации

На рынке представлено большое количество производителей, в том числе и отечественных, осуществляющих поставки беспроводного оборудования. Среди основных игроков на рынке беспроводных средств автоматизации можно выделить следующие:

- Yokogawa Electric Corporation (Япония);
- Emerson Process Management (США);
- Endress+Hauser Group (Швейцария).

Производители оборудования пошли разными дорогами в реализации беспроводных технологий: одни (Yokogawa) предлагает отдельную линейку решений, другие (Emerson, Endress+Hauser) с помощью расширения существующей линейки за счет применения адаптеров беспроводных сетей передачи данных.

Касательно нефтегазового сектора, основными местами использования беспроводных средств измерений являются:

1. Площадки и крановые узлы на газопроводах, нефтепроводах и продуктопроводах;
2. Кустовые площадки нефти, газа и конденсата;
3. Технологические установки (УПГ, УКПГ, УПН, ЦПС, УПСВ и т.д.).

Yokogawa

Компания Yokogawa предлагает отдельную линейку беспроводных датчиков, использующих стандарт ISA100.11a. В линейке представлены беспроводные датчики давления (избыточного, абсолютного и перепада) серии EJX и температурные датчики серии YTA. Технических решений для измерения расхода и уровня на текущий момент компания Yokogawa, в отличие от своих конкурентов, еще не предлагает.

Emerson

Компания Emerson производит беспроводные датчики на основе обширной линейки имеющихся проводных аналогов. Средства автоматизации используют стандарт WirelessHART и представлены беспроводными датчиками давления (избыточного, абсолютного и перепада) серии 3051S, температуры серии 248, расхода серии 3051S, уровня серии 702. Для некоторых продуктов возможно применение специализированных адаптеров преобразования электрических сигналов 4-20 мА HART в беспроводный канал.

Таким образом, перечень беспроводных решений Emerson охватывает весь спектр средств автоматизации.

Endress+Hauser

Компания Endress+Hauser для минимизации затрат на разработку и унификации линейки производимой продукции предлагает использовать для любого из своих датчиков адаптер SWA70, работа которого базируется на стандарте WirelessHART.

Протокол WirelessHART

Стандарт WirelessHART начал разрабатываться в 2004 году фондом сообщества HART, состоящим из 37 компаний, включающих крупнейших производителей средств измерений и автоматизации. Он был опубликован в сентябре 2007 года, а в сентябре 2008 начались первые отгрузки готового оборудования. В апреле 2010 года стандарт WirelessHART был единогласно одобрен международной электротехнической комиссией (МЭК) в качестве первого международного стандарта беспроводной связи промышленной автоматизации под номером IEC62591.

Стандарт WirelessHART появился с обновлением протокола HART до версии 7. Быстрому внедрению этого протокола по всему миру способствуют, прежде всего, две причины. Во-первых, WirelessHART стал первой стандартизированной беспроводной технологией передачи данных, обеспечивающей высокую эффективность, защищенность и надежность. Во-вторых, стандарт обеспечивает полную поддержку и возможность безболезненного перехода на беспроводной доступ для более чем 32 млн. HART устройств, установленных по всему миру. Кроме того, некоторые современные устройства, например, Rosemount 702 и Fisher 4300, являются датчиками с дискретным выходным сигналом.

В основу работы стандарта WirelessHART положена технология самоорганизующихся ячеистых сетей (Mesh Network). Они

образуются на основе множества соединений типа «точка–точка», находящихся в области радиопокрытия друг друга (рисунок 1).

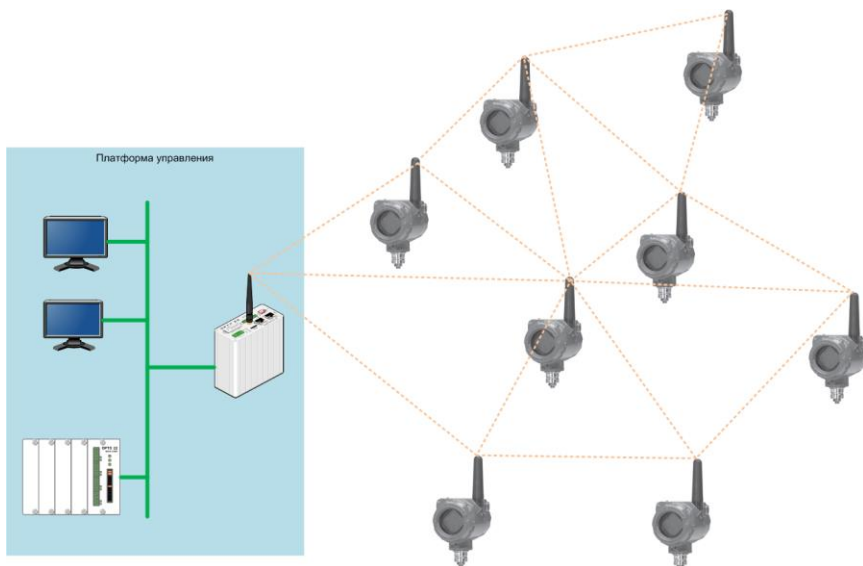


Рисунок 1 – Структура ячеистой (mesh) сети

Сеть на основе ячеистой топологии надежна, энергоэффективна, обладает большой пропускной способностью. Высокая надежность обеспечивается наличием резервных маршрутов передачи данных: при выводе одного из датчиков из эксплуатации автоматически будет построен резервный путь, по которому будут передаваться данные. Использование нескольких альтернативных маршрутов повышает пропускную способность сети. Снижение энергопотребления достигается снижением мощности сигналов посредством передачи данных через большее количество узлов, разделенных меньшими расстояниями.

В WirelessHART прикладной уровень определен, и каждый производитель опирается на него при разработке оборудования. Таким образом, все WirelessHART устройства взаимно совместимы; калибровка, настройка и диагностика осуществляется по единому алгоритму, аналогично проводному HART.

Основными компонентами WirelessHART являются:

- шлюз – обеспечивает соединение оконечных устройств с платформой управления, обеспечивая связь через промышленные

протоколы, а также выполняет функции администратора сети и безопасности;

- повторитель маршрутизирует сообщения по сети WirelessHART, однако главным его назначением является расширение масштаба сети;
- адаптер – подключается к имеющемуся проводному HART-устройству для направления данных с устройства через сеть WirelessHART.

Стоит отметить, что все устройства в сети WirelessHART могут выполнять функции повторителя.

Адаптер может быть расположен в любом месте кабеля КИП 4-20 мА и может иметь собственную батарею или питаться от этого кабеля. Некоторые адаптеры могут быть снабжены собственным аккумулятором и использовать эту же батарею для питания устройства, в таком случае сигнал 4-20 мА на хост-систему не подается, а все технологические данные направляются через WirelessHART.

Опциональным компонентом можно считать портативный терминал, который может быть представлен в двух исполнениях. В первом случае это будет устройство, используемое для повседневных операций, таких как плановое техническое обслуживание и калибровочные проверки. При наличии поддержки беспроводной технологии портативный терминал используется для включения нового устройства в существующую сеть WirelessHART. Во втором случае это будет терминал, соединяемый через WirelessHART со шлюзом и далее с устройством; он может использоваться для считывания технологических параметров или диагностических данных.

WirelessHART – промышленный стандарт, ориентированный в первую очередь на высокую важность передаваемых данных, жесткие требования к задержкам и достоверности передаваемой информации, помехозащищенность и помехоустойчивость, а также на высокую степень «выживаемости» с поэтапной деградацией системы в случаях отказа оборудования. Так, арбитраж доступа к сети реализован посредством механизма множественного доступа с временным разделением (TDMA), который обеспечивает гарантированное время задержки передачи сообщения, что позволяет использовать WirelessHART в системах с жестким реальным временем.

Безопасность обеспечивается использованием следующих технологий:

- скачкообразная смена несущей частоты (FHSS);
- технология прямого расширения спектра (DSSS);
- используется механизм контрольных сумм и подтверждения передачи данных;
- все данные кодируются, используется AES со 128-битным ключом.

В приборах скачкообразного изменения частоты (FHSS) рабочая частота передатчика изменяется через определенный интервал времени. Поскольку передатчик периодически меняет частоту передачи данных, то только настроенный по такому же алгоритму приемник способен принять информацию. Приемник должен иметь аналогичную псевдослучайную последовательность принимаемых частот, чтобы в нужное время получить сигнал передатчика на правильной частоте. Таким образом, конфликт с посторонними устройствами аналогичной частоты исключен.

Для защиты информации от подслушивания используется технология расширения спектра (DSSS) – распределение узкополосного сигнала по большей полосе за счет добавления псевдослучайной последовательности битов. Эта технология позволяет уменьшить мощность полезного сигнала на каждой конкретной частоте. Таким образом, без демодулирования посторонними устройствами сигнал будет восприниматься как шум. Это позволяет не только защитить информацию от несанкционированного доступа, но и снизить влияние радиосети WirelessHART на другие радиоустройства предприятия.

На сегодняшний день другие производители беспроводных приборов предлагают в качестве элементов питания батареи стандартного типоразмера. Такие батареи не являются обычными литиевыми элементами широкого потребления, их можно приобрести только у специализированных поставщиков. Поскольку в России они не производятся, цены и сроки поставок на такие элементы питания сильно варьируются.

Протокол ISA100.11a

Стандарт ISA100.11a официально опубликован Международной Ассоциацией Автоматизации (больше известной под аббревиатурой ISA) в сентябре 2009 года, а в сентябре 2011 года был одобрен МЭК в качестве общедоступной спецификации. Идет процесс одобрения спецификации в качестве международного стандарта под номером IEC 62734.

Главным образом, ISA100.11a разрабатывался с целью прозрачного взаимодействия устройств, работающих по самым разным применяемым в промышленности протоколам, таким как Modbus, Profibus, HART, Foundation Fieldbus и т.д. Для достижения этой цели в протокол был внедрен механизм туннелирования, при котором пакеты данных различных промышленных протоколов «вкладываются» в пакет, передаваемый ISA100.11a. Подобный механизм давно используется в системах телекоммуникации, например, при создании VPN каналов.

В устройствах, построенных на базе стандарта ISA100.11a, используется сетевая топология «звезда» (рисунок 2) с IP-адресацией полевых приборов.

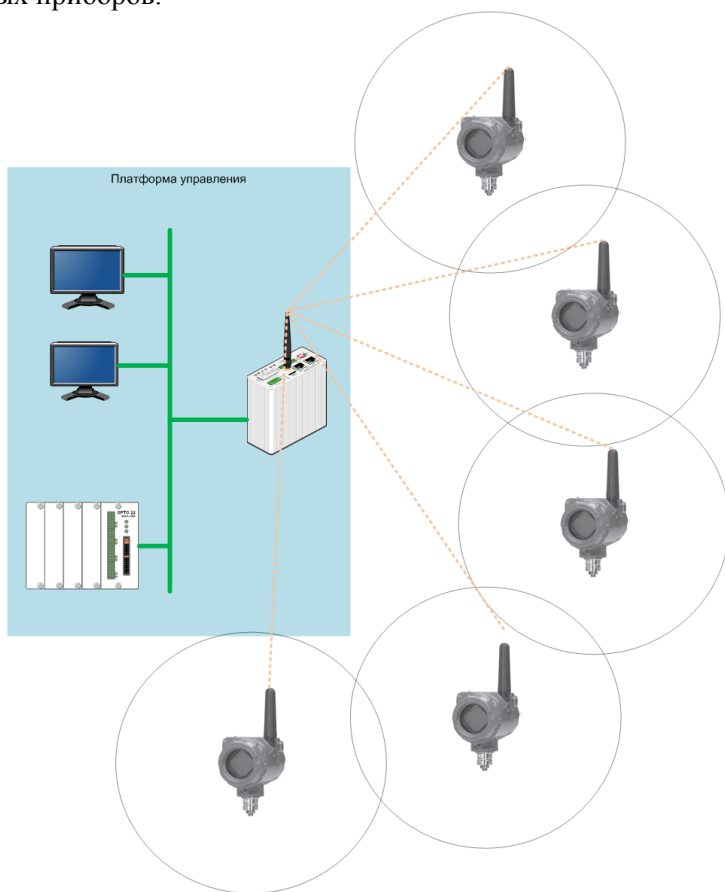


Рисунок 2 – Структура сети с топологией «звезда»

Приборы связываются с маршрутизаторами, которые, в свою очередь, образуют единую сеть. Предполагается дополнительное планирование радиосети и обследование местности на объекте пользователя, поскольку принцип самоорганизации сети не используется. Как правило, для проведения подобных работ требуется сертифицированный специалист. С практической точки зрения, количество узлов в сети ISA100.11a неограничено, т.к. адресация протокола базируется на IPv6. В то же время, одна сеть WirelessHART может ограничена 30.000 узлами, что также маловероятно на практике.

В стандарт ISA100.11a позже была добавлена поддержка ячеистой топологии в качестве опции. Однако производители устройств встретились со сложностями аппаратной реализации, т.к. первоначально стандарт не предполагал использования оборудования в такой топологии. Создание ячеистых сетей на основе ISA100.11a требует значительных материальных и временных затрат, поскольку такие сети не являются полностью самоорганизующимися и масштабируемыми, и при добавлении нового прибора необходимо выполнять реконфигурацию маршрутов.

Несмотря на то, что ISA100.11a декларируется как «мультипротокольный» стандарт, позволяющий любому устройству интегрироваться сеть передачи данных, будь то Foundation Fieldbus, Profibus, DeviceNet или HART, реализация пока что далека от идеала. Разнообразие и фундаментальные различия между протоколами зачастую сводят на нет их преимущества при интеграции. Технология «туннелирования», заявленная в стандарте, также не решает этой проблемы. Решение, как и раньше, ложится на плечи разработчиков программного обеспечения, что влечет за собой определения команд, изменение стандартных процедур, а также дополнительные аппаратные средства. Единственным путем для обеспечения взаимной совместимости является наличие единого прикладного (седьмого уровня по модели OSI) уровня, однако разработчики не планируют его создание.

Несмотря на кажущееся сейчас отставание, протокол ISA100.11a обладает и некоторыми очевидными преимуществами:

- конфигурируемые временные слоты (против статичных 10 мс для WirelessHART);
- возможность принудительного отключения механизмов защиты;

- поддержка как шифрования AES-128, так и шифрования на основе эллиптических кривых;
- поддержка более современного протокола IPv6.

Практическое применение

Для получения эффективности от использования ячеистой технологии необходима правильная настройка узлов. Неправильно спроектированная ячеистая сеть может перегрузить трафиком датчики, близко расположенные к шлюзу, что может значительно сказаться на сроке службы батареи и временных задержках при передаче данных. Потеря связи и плохой сигнал сказываются не только на целостности и своевременности получаемой информации, но и на жизненном цикле батареи питания: устройство при потере связи производит множественные повторные попытки передачи данных вне зависимости от настроенного времени обновления.

В условиях разветвленной сети, логичным решением будет постоянное электропитание шлюзов и заранее описанные резервные маршруты, избавляющие расположенные рядом со шлюзом узлы от лишних операций ретрансляции. Однако, это вносит дополнительные затраты в виде инженерных и административных работ, а также усложняет организацию сети.

В то же время, привычная для ISA100.11a топология «звезда» значительно более проста в настройке, но, очевидно, не имеет преимуществ ячеистой топологии. Например, для увеличения площади охвата, потребуются монтаж и организация связи нового шлюза – узловые устройства не являются ретрансляторами и способны лишь к передаче «ведущий-ведомый» с заранее заданной точкой.

Срок службы современных батарей в условиях ячеистой архитектуры КИП может достигать 10 лет при ежеминутном обновлении – такая эффективность предусмотрена еще на уровне базового стандарта IEEE 802.15.4, подразумевающего нахождение устройств в режиме «сна» 99% времени.

Основной предел приема устройств, построенных по IEEE 802.15.4 равен 10 м, однако, он может быть увеличен при помощи более чувствительных приемников и усилителей мощности до 200 м (в пределах прямой видимости), что позволяет полноценно конкурировать с медными сетями стандарта Ethernet.

Как показывает практический опыт, применение WirelessHART целесообразно для сравнительно инерционных процессов, а также некритичного управления.

Примеры решений систем на основе беспроводных средств автоматизации

Особо широко беспроводные средства автоматизации используются в США, Японии, Норвегии. Основными причинами, по которым данная технология получила широкое распространение именно там, это:

1. благоприятные климатические условия;
2. высокая стоимость строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;
3. высокая стоимость строительного материала;
4. высокий уровень оплаты труда (применение беспроводных технологий штат обслуживающего персонала уменьшается в несколько раз);
5. относительно низкий уровень цен на беспроводное оборудование;
6. наличие квалифицированного персонала для реализации построения системы.

Проблемы распространения беспроводных средств автоматизации на территории Российской Федерации

Основной отраслью для применения средств автоматизации на территории РФ представляется нефтегазовый сектор. Территориально основная масса месторождений углеводородного сырья находится на территории с суровыми климатическими условиями, что делает нецелесообразно применение беспроводных датчиков на открытых площадках, из-за необходимости организации обогрева приборов.

При проектировании же технологических установок «закрытого типа» применение данных технологий останавливает из-за большого количества металлоконструкций, а так же отсутствия опыта от внедрения подобных решений.

Распространение беспроводных технологий на объектах нефтегазового сектора также сдерживается достаточно низкой стоимостью (по сравнению с развитыми странами) строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и материалов, что зачастую делает их использование экономически нецелесообразным.

Заключение

WirelessHART – это единственный на сегодняшний день стандарт беспроводной передачи данных, который уже используется в реальных задачах и имеет положительные отзывы. Более 15 производителей поддерживают стандарт WirelessHART (IEC 62591), тогда как поддержка стандарта ISA100.11a ограничена тремя производителями.

Беспроводные технологии, основанные на утвержденном в 2010 г. всемирно признанном стандарте IEC 62591 WirelessHART, уже сейчас применяются на нефтеперерабатывающих заводах, нефтяных месторождениях, морских платформах, химических заводах и других промышленных предприятиях по всему миру.

В качестве примера можно привести следующие реализованные проекты:

1. Объекты разведки и добычи в долине Сан-Хоакин (Калифорния) компании Chevron (проект реализован на базе оборудования Emerson);
2. Угольный бункер (Япония), НПЗ, завод по производству удобрений (проект реализован на базе оборудования Yokogawa);
3. Куст скважин №177а компании «ТНК-Нягань» (проект реализован на базе оборудования Emerson).

По результатам исследования ARC Advisory Group, доля участия WirelessHART на рынке беспроводных технологий превосходит ISA100.11a в 6 раз.

На сегодняшний день WirelessHART выглядит более предпочтительным стандартом для применения в промышленности, нежели ISA100.11a. Главным образом, это связано с большим количеством представленных на рынке продуктов, а также возможностью простой интеграции имеющейся проводной датчиковой аппаратуры, работающей зачастую на базе сигнала 4-20 мА и обладающей поддержкой HART, в беспроводную контрольную сеть.

Однако, ISA100.11a еще сравнительно недавно вышел на рынок, и вполне может стать новым лидером, если, как минимум, будут решены самые острые проблемы: совместимость протоколов и работа в ячеистой топологии.

Зарубежный рынок автоматизации принял беспроводные технологии с большим энтузиазмом, чем отечественный, однако, ситуация постепенно меняется. Несмотря на очевидные преимущества, беспроводные сети, безусловно, не представляют собой повсеместную замену проводным, но возможность построения

сетей без привязки к инженерным системам кабельных трасс, а также имеющиеся механизмы самовосстановления делают весьма привлекательным их использование на многих участках производства уже сейчас.

Использование оборудования на основе беспроводных технологий в будущем позволит оптимизировать производство, увеличить производительность предприятий, а значит, и повысить общую экономическую эффективность.

Список использованных источников:

1. Абдуллин В.В. Применение сетей стандарта WirelessHART в системах автоматизированного энергоменеджмента // УДК 681.518, 621.396.99 «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника» - Челябинск: Издат. центр ЮУрГУ, 2012. выпуск 16 211.
2. Жданкин В.К. Беспроводная технология HART становится реальностью // М: Территория Нефтегаз, 2009. №2.
3. Загорский Я.Т. Микро мощные электронные измерительные устройства / Я.Т. Загорский, Б.Р. Иванов. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 320 с.
4. Колыбельников А.И. Обзор технологий беспроводных сетей // Труды МФТИ, 2012. Т. 4. № 2.
5. Ринсин-Мора Г., Вогт Д. Беспроводные датчики с автономным питанием // Электронные компоненты, 2007. № 11.
6. Ширяев В.В. Компьютерные измерительные средства: учебное пособие // Томск: Изд-во ТПУ, 2008.
7. Биркемoe Э., Фрей Я.-Э., Свенсон С., Дойл П. До последней капли. Как беспроводная связь продлевает срок разработки нефтяных и газовых месторождений // АББ Ревю, 2008. №1.
8. HART Communication foundation // URL: <http://hartcomm.org> (дата обращения: 04.03.2014).
9. ISA100 Wireless Compilant // URL: <http://www.isa100wci.org> (дата обращения: 04.03.2014).
10. ARC Advisory Group, Wireless Devices in Process Manufacturing // URL: <http://arcweb.com> (дата обращения: 04.03.2014).
11. IEEE Standards Association // URL: <http://standards.ieee.org> (дата обращения: 04.03.2014).
12. Emerson Process management, SmartPower Solutions // URL: <http://www2.emersonprocess.com/en->

- us/brands/rosemount/wireless/smartpower-solutions (дата обращения: 04.03.2014).
13. Endress+Hauser // URL: <http://www.endress.com> (дата обращения: 01.04.2014).
14. Yokogawa Electric Corporation // URL: <http://yokogawa.com> (дата обращения: 01.04.2014).

Барнева Т.А., Буркова А.В., Вавер О.Ю.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

Введение

При эксплуатации нефтепроводов возникают аварии и чрезвычайные ситуации, которые связаны с взаимодействием технологических элементов и природной среды. Часто этот процесс идет с нарушением динамического равновесия, сопровождаясь активизацией опасных природных и природно-техногенных процессов, которые оказывают негативное влияние на состояние трубопроводов и, как следствие, на окружающую среду. Актуальность данной проблемы усиливается с учетом, как правило, суровых природно-климатических условий и в малой степени освоенных территорий в перспективных регионах нефтедобычи.

Мировой и отечественный опыт эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что, несмотря на значительные достижения в области проектирования, строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов, не удастся полностью исключить отказы, в результате которых возникают техногенные аварии, приводящие к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям сооружений, гибели людей, значительным потерям материальных ценностей. Таким образом, возникает необходимость своевременного и достоверного прогнозирования, предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, которые возникают на трубопроводном транспорте.

Цель исследования заключается в анализе влияния окружающей среды на магистральный нефтепровод и прогнозирование рекомендаций по предупреждению и ликвидации негативных последствий.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод ЦПС Новопортовское месторождении – мыс Каменный.

Предмет исследования – воздействие окружающей среды на магистральный нефтепровод.

Задачи данной работы следующие:

- изучить влияние окружающей среды на эксплуатацию магистрального нефтепровода;
- дать характеристику экологических проблем нефтепроводного транспорта;
- дать рекомендации по предупреждению негативных последствий в ходе эксплуатации нефтепровода.

В ходе анализа причин и последствий воздействия окружающей среды на нефтепровод были выделены основные источники и виды воздействия, которые, в свою очередь, приводят к определенным негативным последствиям. Для предупреждения и ликвидации негативных последствий были выделены основные меры предотвращения последствий воздействия окружающей среды на нефтепровод (Таблица 1).

Таблица 1 - Возможные отклонения функционирования нефтепровода

Источники воздействия	Виды возможных воздействий	Возможные последствия	Меры предотвращения
Природно-климатическое	Механическое Химическое Тепловое	Коррозионное разрушение металла трубопровода; разрушение нефтепровода; возникновение аварийных ситуаций	Использование труб и арматуры из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства; Применение труб повышенной эксплуатационной надежности; Применение труб с наружным заводским антикоррозионным и теплогидроизоляционным покрытием
Эрозионные	Механическое	Подмыв	Противодефляционные

Источники воздействия	Виды возможных воздействий	Возможные последствия	Меры предотвращения
	Химическое	опорных частей; Обводнение опорных конструкций; Коррозия опорных конструкций	мероприятия; Противоэрозионные мероприятия; Моделирование склонов; Устройство нагорных водоотводных канав; Устройство поддерживающих сооружений; Берегоукрепление
Водотоки	Механическое Химическое	Подмыв опорных частей; Обводнение опорных; Конструкций коррозия опорных конструкций	Спрямление меандров; Удаление сооружений от склонов на 80-100 м
Криогенные	Механическое	Деформация нефтепровода; Оголение опорных конструкций; Разрыв нефтепровода	Мероприятия по сохранению температурного режима грунтов криолитозоны

Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

Установлено, что к увеличению времени ликвидации аварии и, соответственно, потерь нефти часто приводят большой диаметр и протяженность нефтепроводов, проложенных в труднодоступных местах. Вынужденная остановка промыслов может обойтись нефтегазодобывающему предприятию в десятки раз дороже, чем прямые потери от аварийных ситуаций в системе транспорта, в связи с чем необходимо своевременно оценивать риск потенциально наиболее опасных повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации этого участка трубопровода, т.е. необходимо своевременно принять в качестве меры риска вероятность наступления нежелательного

явления, а не минимизировать величину среднего ущерба от уже совершившегося.

В результате аварий происходит разгерметизация трубопровода и разлив нефти. Как правило, аварии имеют локальный характер, но при несвоевременной локализации могут привести к развитию чрезвычайной ситуации. При недостаточной автоматизации технологических процессов от обслуживающего персонала требуется высокая квалификация и повышенное внимание. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке трубопроводов, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением трубопроводов опасными веществами.

К мероприятиям по предотвращению утечек и аварий на трубопроводах относятся проектные решения и техническое обслуживание трубопроводов:

- использование труб и арматуры из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- применение труб повышенной эксплуатационной надежности;
- применением труб с наружным заводским антикоррозионным и теплогидроизоляционным покрытием;
- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков (установка отключающей арматуры в точках подключения трубопроводов);
- 100% объем контроля сварных стыков;
- контроль давления и температуры в трубопроводах;
- проведение периодических пневматических испытаний трубопроводов на прочность и герметичность;
- наблюдение за состоянием трубопровода, узлов арматуры;
- проведение периодических ревизий состояния трубопроводов, которые совмещаются, как правило, с планово-предупредительным ремонтом;
- использование системы обнаружения утечек;
- проведение диагностики технического состояния трубопроводов.

Благодаря техническим решениям и организационными мероприятиями, возможные воздействия на окружающую среду в процессе строительства и эксплуатации могут быть сведены к минимуму. Они обеспечивают надежную безаварийную работу технологических объектов в течение всего периода эксплуатации.

Рекомендации по прокладке магистрального трубопровода (независимо от способа прокладки - подземном, наземном, надземном) должны обеспечивать надежную и безопасную работу трубопровода с учетом рельефа, грунтовых и природно-климатических условий.

При проектировании потенциально опасных участков трубопроводов должны предусматриваться специальные меры безопасности, снижающие риск аварии, такие как:

- увеличение толщины стенки трубопровода;
- увеличение глубины залегания трубопровода;
- повышение требований к защитному покрытию;
- применение защитного футляра, обетонирования, защитных плит;
- прокладка в тоннеле;
- обустройство дополнительных обвалований и защитных стенок;
- укрепление грунта (берегов);
- устройство отводящих систем (каналов, канав и т.п.);
- ведение мониторинга технического состояния трубопровода.

При проектировании магистрального трубопровода необходимо предусматривать технические решения по компенсации перемещений его от изменения температуры, воздействия внутреннего давления.

При строительстве и эксплуатации нефтепровода должна предусматриваться защита элементов магистрального трубопровода от внешней (атмосферной) и подземной коррозии, обеспечивающая безаварийное (по причине коррозии) функционирование магистрального трубопровода в соответствии с условиями и сроком эксплуатации, установленными проектной документацией.

Тепловая изоляция трубопроводов проектируется при необходимости, исходя из условий внешней среды и свойств транспортируемого углеводорода.

Необходимо проводить оснащение трубопроводов средствами защиты от превышения давления выше проектного значения и автоматизированной системой обнаружения утечек. Так же должна предусматриваться система подогрева, обеспечивающую стабильный режим перекачки продукта в условиях эксплуатации.

Учитывая то, что трасса проходит по многолетнемерзлым грунтам, для предотвращения осадки грунта при оттаивании, применяется надземный способ прокладки трубопровода по эстакаде на свайных опорах. При строительстве нефтепровода стоит учитывать:

1. многолетнемерзлые грунты в качестве основания сооружений при строительстве и эксплуатации рекомендуется использовать с сохранением многолетнемерзлые грунтов;

2. при строительстве сооружений нарушение целостности почвенно-растительного (мохово-растительного) покрова свести к минимуму, во избежание развития неблагоприятных техногенных процессов;

3. строительство рекомендуется в холодный период года, с ноября по май;

4. все сооружения необходимо удалять на 80-100 м от склонов;

5. в зимнее время площадки необходимо очищать от снега (приблизительно 0,2 м снега оказывают отепляющее воздействие в 1 °С).

Согласно требованиям СП 34-116-97 высота прокладки трубопроводов над поверхностью земли должно быть не менее 0,5 м до нижней образующей трубы.

Для компенсации продольных тепловых перемещений предусматривается устройство горизонтальных компенсаторов.

В местах миграции оленей, а также для переезда местных жителей предусмотрены олени переходы на уровне земли. Переходы выполнены шириной 150-200 м в виде пандусов из насыпного грунта с обеих сторон с пологими склонами. Трубопровод в месте перехода укладывается на землю на теплоизолирующий слой, предотвращающий растепление грунта, и предусматривается строительная конструкция предотвращающая воздействие на трубопровод при переходе оленей и переезда местных жителей. Переходы такого типа не отпугивают животных.

Проектируемый трубопровод по трассе пересекает реки и озера. На участках переходов через водные преграды принята надземная прокладка на опорах.

На переходах через реки необходимо устанавливать арматуру с дистанционным управлением и датчики давления с контролем рабочего давления в трубопроводе. При порыве трубопровода арматура перекрывает аварийный участок, тем самым предотвращая попадание нефти в водоток.

Для водотоков проходящих в районе нефтепровода, в целях защиты водных и инженерных объектов, устанавливаются водоохранные зоны (ПРИЛОЖЕНИЕ Г).

Согласно статье 65 «Водного Кодекса Российской Федерации»:

Водоохранными зонами являются территории, которые примыкают к береговой линии морей, рек, ручьев, каналов, озер, водохранилищ и на которых устанавливается специальный режим осуществления хозяйственной и иной деятельности в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления указанных водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира.

В границах водоохраных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается от их истока для рек или ручьев протяженностью (ПРИЛОЖЕНИЕ Е):

- до 10 км - в размере 50 метров;
- от 10 до 50 км - в размере 100 метров;
- от 50 км и более - в размере 200 метров.

В границах водоохраных зон запрещаются:

1. использование сточных вод для удобрения почв;
2. размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
3. осуществление авиационных мер по борьбе с вредителями и болезнями растений;
4. движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В границах водоохраных зон допускаются проектирование, размещение, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

Закрепление на местности границ водоохраных зон и границ прибрежных защитных полос специальными информационными знаками осуществляется в соответствии с земельным законодательством.

Выводы

Согласно выше приведенным рекомендациям, мероприятия на линейных частях нефтепроводов могут быть сгруппированы в четыре основных комплекса:

- Комплекс мероприятий по сохранению температурного режима грунтов криолитозоны намечается в зоне многолетнемерзлых пород со слабой дренированностью на плоских, волнисто-увалистых слабо расчлененных равнинах, где прогнозируются протаивание грунтов, термокарст, термоэрозия, солифлюкция;

- Комплекс мероприятий по технической и биологической рекультивации предусматривается практически повсеместно, на любых типах рельефа, за исключением заболоченных территорий;

- Комплекс противоэрозионных мероприятий (во всех природных зонах на грядовых, увалистых равнинах крутизной склонов более 5 градусов);

- Комплекс мероприятий по организации поверхностного стока предусматривается на слабодренируемых территориях.

Также при проектировании потенциально опасных участков трубопроводов должны предусматриваться специальные меры безопасности, снижающие риск аварии.

При соблюдении выше перечисленных мероприятий можно снизить и предотвратить влияние природной среды на нефтепроводы, которые могут привести к аварийным ситуациям, которые в свою очередь приводят к загрязнению окружающей среды.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

С середины 1960-х годов ведущую роль в нефтегазодобыче занимает Западная Сибирь. Начиная с 1961 г. на данной территории были открыты такие уникальные и гигантские месторождения, как Самотлорское, Мегионское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Фёдоровское и др. Освоение этих месторождений происходило в совершенно необжитых районах, в сложных геолого-промысловых и природно-климатических условиях.

Развитие нефтегазодобывающей промышленности сопровождается строительством большого количества техногенных объектов линейного характера. Параллельно с добычей нефти ускоренными темпами развивается транспортная инфраструктура. Строительство трубопроводов (нефтепроводы, продуктопроводы, газопроводы, водоводы) сопровождается полной или частичной трансформацией и основой формирования механического воздействия на окружающую среду.

Высокая степень техногенного воздействия на окружающую среду территории округа определяется резко возросшим в последние годы уровнем аварийности на нефтепромыслах и магистральных трубопроводных системах.

Освоение месторождений углеводородного сырья Нижневартовского района также привело к загрязнению окружающей природной среды и обострению экологической ситуации.

Положение усугубляется критическим физическим износом и моральным старением оборудования. Отставание с капитальным строительством и ремонтом эксплуатационных сооружений привело промысловые объекты месторождений Нижневартовского района к низкой эксплуатационной надежности. Все это усиливает воздействие факторов неопределенности и риска.

Реальная опасность состоит не столько в самом загрязнении, сколько в игнорировании проблемы как таковой, поскольку это ведет к снижению жизнеобеспечивающей функции и самоочищения окружающей среды, ухудшению климатических и биологических ресурсов и, как следствие – к ухудшению здоровья людей. В связи с

чем, актуальность исследования воздействия транспортировки углеводородного сырья на окружающую среду очевидна.

Цель работы: провести геоэкологическую оценку влияния транспортировки углеводородного сырья трубопроводного транспорта на окружающую природную среду Нижневартовского района.

Исходя из поставленной цели, определены следующие задачи:

- проанализировать теоретические основы проблемы транспортировки углеводородного сырья трубопроводным транспортом;

- определить наиболее эффективные методы и методики по теме исследования;

- исследовать влияние природно-климатических условий окружающей среды на изменение количества аварий на нефтепроводах Нижневартовского района;

- провести геоэкологическую оценку воздействия трубопроводного транспорта на окружающую природную среду с целью зонирования и картирования изучаемой территории по степени загрязненности;

- разработать мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций на трубопроводном транспорте Нижневартовского района.

Объектом исследования в данной работе является территория Нижневартовского района, предмет исследования – воздействие на окружающую природную среду трубопроводного транспорта, обеспечивающего нефтегазодобывающий комплекс на исследуемой территории.

Теоретическую и методологическую основу исследования составляют научные разработки видных ученых в области геоэкологии и природопользования, по изучению воздействия нефтегазовой отрасли и трубопроводных систем на окружающую среду: С.В. Васильева (1988, 1996), В.Б. Галеева (1986), С.М. Говорушко (2002), А.Г. Гумерова (1998), Р.А. Зайнутдинова (2001), Л.С. Каплана (2005), У.С. Карабалина (2008), Г.С. Кесельмана (1981), А.М. Козлитина (2001, 2002, 2009), А.Г. Коржубаева (2007), Б.И. Кочурова (1992, 1996, 1999, 2003), И.И. Мазур (1990, 1993), Л.Г. Телегина (1988), А.С. Шумайлова (1992) и др.

Необходимо также отметить региональные научно-прикладные исследования авторов: Х.Ф. Азизова, С.В. Васильева, Г.Н. Гребенюк, В.В. Завьялова, В.В. Козина, Н.Я. Крупинина, К.И. Лопатина, Ф.Н. Рянского, А.В. Филипенко и др., посвященные анализу и оценке воздействия нефтегазового комплекса на экологическую обстановку в

Нижневартовском районе и Ханты - Мансийском автономном округе – Югре.

Научная новизна исследования:

- впервые установлена количественная оценка степени влияния нефтегазовых загрязнений от аварий на месторождениях Нижневартовского района на окружающую природную среду;

- выявлен факт «сезонности» аварий при транспортировке углеводородного сырья на основе анализа природно-климатических условий Нижневартовского района;

- разработана и апробирована методика прогноза количества аварий для конкретного месяца и квартала года;

- впервые проведено зонирование территории Нижневартовского района по площади и объему нефтяного загрязнения на месторождениях, составлены карты-схемы расположения внутрипромысловых нефтепроводов, разливов нефти после аварий на некоторых лицензионных участках с помощью ГИС-картографирования;

- рассчитана временная вероятность количества рисков и отказов в зависимости от длины трубопровода в системе внутрипромысловых нефтепроводов Нижневартовского района.

Положения, выносимые на защиту:

- 1) На основе геоэкологической оценки выявляется воздействие аварий нефтепроводных систем на компоненты окружающей среды, определяется участие факторов окружающей среды в возникновении аварий, а также проводится геоэкологическое картографирование изучаемых процессов.

- 2) Зонирование территории Нижневартовского района по площади и объему нефтяного загрязнения, возникающего при транспортировке углеводородного сырья, позволяет выделить зоны со слабо загрязненными, средне загрязненными и сильно загрязненными участками.

- 3) Вероятностные прогнозы о количестве рисков и отказах при транспортировке углеводородного сырья, основанные на оценке надежности трубопроводов, могут лечь в основу системы предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах, что, по предварительным расчетам, принесет от 55% до 99% экономического эффекта.

Особенности природно-климатической и геологической среды исследуемой территории позволяют говорить о нестабильности

природных объектов и процессов. Однообразие рельефа и состава пород, однотипность гидрологических и гидрогеологических условий, малочисленный видовой состав растительности ведёт к малой устойчивости среды.

При оценке качества окружающей среды можно сделать вывод, что воздействие нефтегазовой отрасли, в частности трубопроводной системы на окружающую среду многообразно и существенно.

Полученные результаты исследования позволили сделать некоторые выводы и утверждения:

1. Так как, нефтегазовый комплекс является одним из локомотивов экономического роста, одним из максимальных инвестиционных мультипликаторов в стране, для нефтяной и газовой промышленности необходимо дальнейшее развитие транспортной инфраструктуры с разветвленной сетью трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов и, при этом, негативно не влияющей на экологическое состояние окружающей природной среды.

2. При проведении исследований по выбранной теме применялись общепринятые комплексные физико-географические методики, методы математической и аналитической статистики, теории вероятностей. Статистическую обработку данных проводили с использованием пакета прикладных программ Statistica 11.5; Excel 2007 из пакета Microsoft Office XP. Картографический материал был составлен с помощью программных средств MapInfo Professional 7.0, ArcGIS в ГИС-картографировании.

3. Анализ природно-климатических условий Нижневартковского района показал, что аварийные ситуации зависят не только от отдельных характеристик погоды или климатических условий, они взаимосвязаны комплексно. Так же выявлен факт «сезонности» аварий при транспортировке углеводородного сырья и сезонные изменения количества аварий на нефтепромыслах района за 2003-2010 годы показали, что аварии на нефтепромыслах происходят, в основном, в весенние и осенние сезоны года.

Рассчитаны индексы сезонности для временного прогноза количества аварий, характеризующие изменения, регулярно повторяющиеся в течение года. На основе расчёта предложенного индекса сезонности разработана и апробирована методика временного прогноза количества аварий на трубопроводах в конкретном месяце и квартале года.

Зная индексы сезонности, можно спрогнозировать количество аварий и предпринять необходимые меры для их предотвращения или для снижения аварийности в трубопроводах.

Полученные результаты исследования позволяют сделать вывод о том, что трубы, особенно магистральные, должны обладать повышенной износостойкостью и коррозионной стойкостью в различных природно-климатических условиях.

4. Геоэкологическая обстановка на территории Нижневартовского района во многом зависит от функционирования и развития нефтегазодобывающей промышленности. Нефтегазовый комплекс оказывает воздействие на все элементы экосистем: атмосферный воздух, почвы, растительность, рельеф, поверхностные и подземные воды.

Для определения степени нарушения природных компонентов ландшафта и установления антропогенных воздействий на ландшафт были использованы методики Б.И. Кочурова (1999), пространственно-временной анализ экологических проблем и ситуаций при транспортировке углеводородного сырья на территории Нижневартовского района. Экологическая проблема по исследованиям Б.И. Кочурова определяется по изменению свойств ландшафтов, и степень ее проявления характеризуется через интенсивность и площадь распространения этих изменений, и условно выделяли три степени изменения природных свойств – признаков отдельных проблем: 1 – слабая, 2 – средняя, 3 – сильная.

По результатам зонирования исследуемой территории, проведенного на основе учета загрязненных площадей и объема разлитой нефти на месторождениях, составлены карты - схемы и выделены следующие зоны:

1) слабо загрязненные участки: с объемом разлитой нефти до 20 т и с площадью до 20000 м²; 2) средне загрязненные участки: с объемом разлитой нефти от 20 т до 40 т и с площадью от 50000 м² до 240000 м²; 3) сильно загрязненные участки: с объемом разлитой нефти от 40 т и более, с площадью 240000 м² и более.

5. Применение методов вероятностно-статистического анализа в процессе исследования основных параметров и законов распределения потока аварийности трубопроводных систем Нижневартовского района позволило сделать практические выводы о настоящем и будущем состояниях, а также о возможных сокращениях аварийности. Как показали расчеты риска аварийности для различных временных

интервалов эксплуатации, система трубопроводов данного района находится на стадии истощения ресурса (опасность отказа растет во времени). Полученный прогноз возможных отказов в указанной системе может быть использован при принятии решений по обеспечению геоэкологической безопасности функционирования рассматриваемой системы трубопроводов.

Для обеспечения нормальной эксплуатации трубопровода требуется целый комплекс научно-технического и аппаратно-программного обеспечения.

Анализ данных и авторские исследования показали, что проблемы загрязнения земель нефтью в результате аварий на трубопроводном транспорте в Нижневарттовском районе по-прежнему остаются актуальными и требуют комплексного подхода в их решении.

Предложения производству:

Снижение вероятности аварий на трубопроводах возможны, если иметь нормативные документы с методиками расчета промышленных рисков на линейных, площадочных сооружениях нефтедобывающего производства и при транспортировке углеводородного сырья.

Для безаварийного функционирования нефтепровода необходим комплекс мероприятий по экологической безопасности, охране окружающей природной среды в целом с достоверными прогнозами аварий и отказов нанесения вреда окружающей среде, что позволит сократить до минимума ущерб наносимый природе.

Наши исследования показали, что при оценке надежности многоэлементных систем надежность всей системы резко уменьшается. Известно, что даже при высокой надежности каждого из элементов системы, устойчивость (надежность) высокоэлементных систем возможно только при интегральном (глобальном) управлении в режиме реального времени: реакции на изменения должно быть выше, чем время самого изменения.

Поэтому, необходимо перейти на технологии контроля и управления в режиме реального времени на основе систем глобального управления.

К ВОПРОСУ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

Специалистами ЗАО «ТюменьНИПИнефть» накоплен большой опыт проектирования надземных трубопроводов, который позволяет успешно выполнять проектирование объектов, эксплуатация которых осложнена специфическими климатическими и геологическими условиями, аномальными свойствами перекачиваемого продукта.

На «счету» проектного института такие объекты, как:

- напорный нефтепровод «ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения – ПСП «Мессояха»;
- система напорных нефтепроводов «Арктикгаз»;
- нефтесборные трубопроводы Харьягинского месторождения.

Для каждого из указанных трубопроводов было проведено комплексное моделирование гидродинамических, теплофизических процессов, а также напряженного состояния. Такой подход к проектированию позволяет значительно повысить надежность проектов, выполняемых институтом.

В данной статье рассмотрены конструктивные решения по прокладке напорного нефтепровода «ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения – ПСП», а также описаны основные предпосылки к выбору моделей для расчета конструктивных параметров трубопровода.

Под конструктивными параметрами подразумеваются: толщина стенки, радиуса упругого изгиба, температуры монтажа и перекачиваемого продукта, марка и класс прочности трубной стали.

Для их определения выделено три расчетные модели, характеризующие основные типы прокладки:

- надземная прокладка с компенсацией температурного расширения (с устройством трубных компенсаторов);
- укладка трубопровода наземно в насыпи (участки с оленьими и автомобильными переходами);
- переходы через водные препятствия, сооруженные методом наклонно-направленного бурения (ННБ).

Данные решения прокладки трубопровода продиктованы повсеместным распространением вечномерзлых грунтов.

Расчет и выбор толщины стенки зависит от напряжений в трубопроводе. Преобладают два типа напряжений: кольцевые и продольные. Кольцевые напряжения возникают от давления перекачиваемой среды, продольные, как правило, от температурного расширения трубопровода. Вышеуказанное хорошо иллюстрируют формулы (1) и (2), приведенные в нормативной документации и различных справочных пособиях.

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке;
 $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ – нормативные кольцевые напряжения, МПа
 p – расчетное давление, МПа
 $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр, см;
 $\delta_{\text{н}}$ – номинальная толщина стенки трубы, см.

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_{\text{н}}}{2\rho}, \quad (2)$$

где α – коэффициент температурного расширения;
 E – переменный параметр упругости, МПа
 μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали
 Δt – расчетный температурный перепад, °С
 $D_{\text{н}}$ – внутренний диаметр, см;
 ρ – радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

При моделировании участков надземной прокладки с компенсацией температурного расширения трубопровода не учитывают продольные осевые сжимающие напряжения, т.к. трубопровод находится в «растянутом» состоянии. Толщина стенки в данном случае будет зависеть от кольцевых напряжений. Поэтому расчет толщины стенки можно произвести по формуле (3).

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2(R_1 + np)}, \quad (3)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по предельному состоянию, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^{\text{н}} m}{k_1 k_{\text{н}}}, \quad (4)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), допускается принять предел временного сопротивления стали, МПа;
 m – коэффициент условий работы трубопровода;
 k_1 – коэффициент надежности по материалу;
 k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

При моделировании двух других типов прокладки необходимо четко представлять конструкцию переходов. Так при прокладке трубопровода в насыпи (переходы через автодороги, пути миграции животных), нефтепровод укладывается в насыпь в защитном футляре. Устройство перехода приведено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Переход через нефтепровод ЦПС «Южное-Хыльчую» – БРП «Варандей»

Внутри футляра трубопровод уложен на направляющих опорах роликового типа – спейсерах (см. рисунок 2), которые не ограничивают перемещение трубопровода вдоль оси футляра. Таким образом, трубопровод не контактирует с грунтом. Отводы по обе стороны участка хоть и находятся в грунте (что необязательно), являются своего рода компенсаторами, дополнительно по обе стороны

на небольшом удалении установлены надземные горизонтальные Z-образные компенсационные блоки для снижения продольных напряжений. Данное конструктивное решение, как показывает проведенное математическое моделирование, позволяет снизить напряжения в трубопроводе до приемлемых значений.



Рисунок 2 – Конструкция спейсера

На участках ННБ через крупные реки применено подобное конструктивное решение: концы защитного кожуха выведены на дневную поверхность, а спейсеры, на которых расположен нефтепровод в футляре не ограничивают перемещения трубопровода.. Нефтепровод находится в не защемлённом состоянии и способен расширяться в сторону компенсаторов. Длина переходов через реки достигает 800 метров. В виду незначительных углов входа и выхода скважины ННБ (до 8 градусов), большому радиусу упругого изгиба и практически неограниченной возможностью перемещений нефтепровода вдоль своей оси, криволинейный участок под рекой смоделирован, как участок надземной прокладки.

При моделировании принятые на надземных участках рядовые Z-образные компенсаторы не давали приемлемых результатов по компенсации температурного расширения столь длинных участков ННБ. Поэтому специально для участков ННБ были подобраны П-образные трубные компенсаторы, которые расположили по обе стороны от переходов. Это мероприятия позволили рассматривать

подводные переходы ННБ, как модель трубопровода без продольных сжимающих усилий.

Опыт показывает, что большинство проектировщиков, рассматривает участки ННБ, как участки подземной прокладки. В этом случае при положительном температурном перепаде в трубопроводе возникают продольные сжимающие усилия. В связи с этим принятая толщина стенки, на основании рассчитанной по формуле (3), может быть пересмотрена в большую сторону, т.к. данная формула, как отмечалось выше, не учитывает продольные напряжения.

Для того, чтобы проверить возникнут ли недопустимые деформации в трубопроводе от нагрузок, вызывающих одновременное действие кольцевых и продольных напряжений, проводят проверку по пределу текучести:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_1 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, (5)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, (6)$$

Стоит отметить, что в формуле (2) кроме толщины стенки учитываются такие конструктивные параметры, как радиус упругого изгиба и расчетный температурный перепад. Поэтому расчет выполняется путем одновременного выбора этих параметров так, чтобы было соблюдено условие (5).

В случае несоблюдения данного условия возможны следующие мероприятия:

- увеличение толщины стенки;
- увеличение радиуса упругого изгиба;
- уменьшение температурного перепада (путем ограничения температуры фиксации или уменьшения температуры перекачиваемого продукта);
- увеличения класса прочности трубопровода.

Так, например, расчетная толщина стенки участка ННБ классом прочности К56, определенная как для надземных трубопроводов по формуле (3), составит 6,1мм, а определенная как для подземных трубопроводов с учетом проверок (5) и (6) при радиусе упругого изгиба 1200м, температурном перепаде 85°С составит 24,5мм. Налицо огромный перерасход металла.

Дело даже не в затратах на покупку и транспортировку труб, а в определении устойчивости защитного футляра в мерзлом и талом грунтах. Большой вес трубопровода и положительные температуры воздуха в кожухе существенно увеличивают ореолы оттаивания вокруг трубопровода и величину его осадки.

Резюмируя вышесказанное, можно отметить, что выбор оптимальных расчетных моделей позволяет значительно снизить затраты на строительство трубопроводов без ущерба их надежности.

Список использованных источников:

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
2. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1991.

Кекелия Г.Ж.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЯНАО, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Освоение нефтяных и газовых месторождений на территории РФ приобретает на сегодняшний день глобальный характер. Нефть, нефтепродукты и газ доставляются трубопроводным, железнодорожным, морским, речным и автомобильным транспортом. Трубопроводный транспорт имеет лучшие технико-экономические показатели по сравнению с другими видами транспорта нефтяных грузов, а для транспорта природного газа, находящегося в газообразном состоянии, является наиболее выгодным.

Район исследования Береговое и Барсуковское месторождения (рис.1), располагающиеся на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Климат района резко-континентальный, зима суровая, холодная, продолжительная, с сильными ветрами и ранними осенними заморозками, лето сравнительно короткое, но довольно теплое.

Пуровский район занимает центральную часть севера Западно-Сибирской низменности и охватывает бассейн реки Пур. На западе район граничит с Надымским районом. На юге район граничит с Ханты-Мансийским автономным округом (Сургутский и

Нижневартовский районы). С востока граница проходит по водоразделу бассейнов рек Таз и Пур. Северная граница проходит по акватории Тазовской губы. Территория района покрыта множеством озер и, более чем наполовину, заболочена. Помимо самой крупной реки Пур, на территории района протекают реки Пякупур, Айваседапур, Пурпе, Вэнгапур, Етыпур, Етуяха и другие. Повсеместно распространена многолетняя мерзлота.

Рельеф Западно-Сибирской тундры в целом равнинный, но имеется ряд специфических форм неровностей поверхности, например, различные типы бугристых торфяников, достигающие в лесотундре и южной тундре высоты 10-15 м. Широко распространены термокарстовые явления, при этом наиболее часто встречаются формы, возникшие при вытаивании сегрегационных повторно-жильных и инъекционных льдов. В целом, криогенные и посткриогенные процессы, связанные с существованием многолетней мерзлоты, определяют характер современного микро- и мезорельефа. Широко развитые процессы заболачивания приводят к выравниванию микропонижений, за счет нарастания торфяников. Среднемесячная температура января – минус 26,2°С. Июль месяц – самое теплое время года, средняя температура – плюс 34 °С. Минимальная температура – минус 56 °С. Мощность снежного покрова к концу зимы в среднем достигает 80-100 см. В геологическом строении района изысканий принимают участие грунты верхнечетвертичного возраста озерно-аллювиальные отложения второй и третьей надпойменной террасы голоценовыми отложениями, современными болотными отложениями. Территория относится по сейсмическим условиям к умеренно-опасным территориям.

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 30 км к юго-востоку от пос. Уренгой. находится в северной части Западно-Сибирской равнины. Район расположен на территории Южно-Надым-Пурской провинций лесной, равнинной широтно-зональной области. Территория провинции располагается в пределах слаборасчлененных заболоченных равнин низовьев Надыма, Пура и Таза. Территория Берегового месторождения тяготеет к западной припуровской части обширного Пур-Тазовского междуречья, принадлежит к бассейну правых притоков р. Пур. Гидрографическая сеть данной территории представлена правыми притоками р. Пур – реками Большая и Малая Ходырь-Яха и их

притоками – реками Лангъ-Яха, Вэнтокой-Яха, Нелакмой-Яха, Нгарка-Салова-Яха, Нюдя-Салова-Яха, Тэлдэ-Яха, Салю-Яха, их небольшими притоками, пойменными озерами и водотоками, небольшими болотными ручьями.

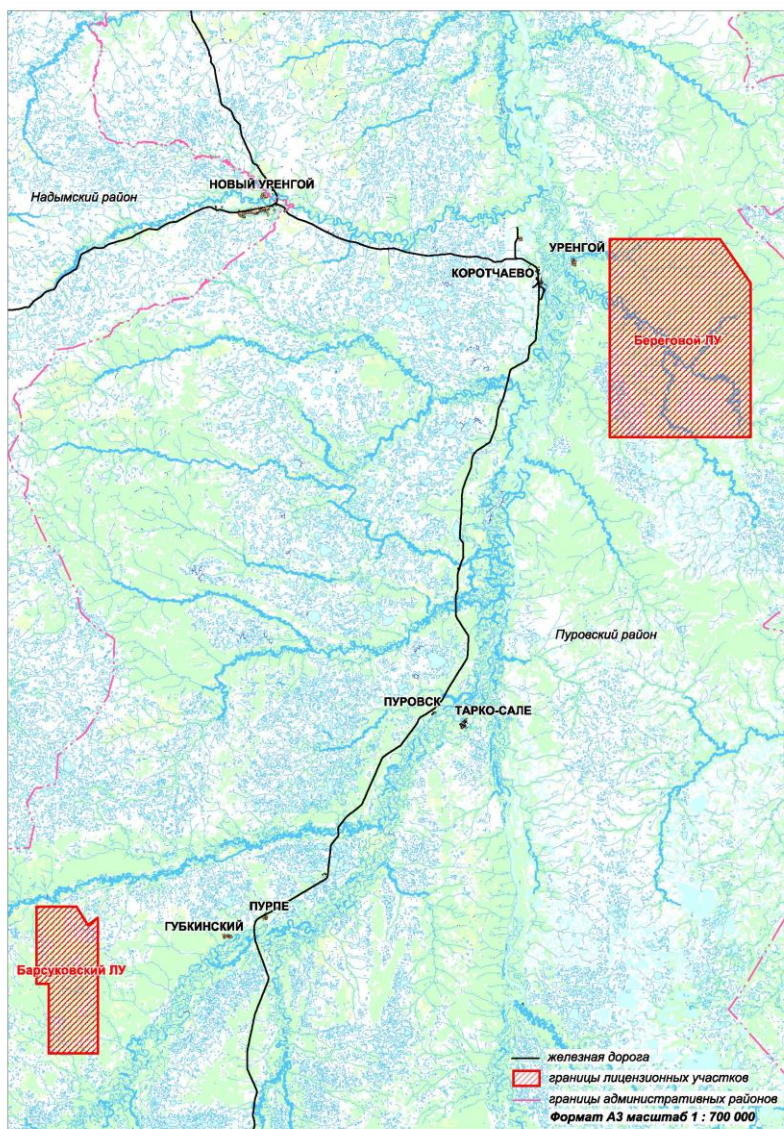


Рисунок 1 – Обзорная схема

Барсуковское месторождения расположено на водоразделе рек ПякуПур и Пурпе. Гидрографическая сеть представлена реками малого порядка Хальмеряха, Хальмертаркаяха, которые впадают в р. Пурпе и Етуяха впадающая в р. Пяку-Пур и другими водотоками.

Из физико-геологических процессов и явлений на исследуемой территории следует отметить процессы дальнейшего заболачивания и, как следствие, увеличение мощности органических грунтов с низкой несущей способностью, сезонное промерзание и оттаивание грунтов, термокарстовые процессы на участках распространения многолетнемерзлых грунтов, процессы ветровой и водной эрозии.

Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии поверхности промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

При хозяйственном освоении территории возможна активизация процессов, находящихся в стадии консервации в естественных природных условиях:

- изменение уровня грунтовых вод, вследствие проводимой планировки на участках строительства;
- изменение естественного дренирования территории;
- формирование нового техногенного водоносного горизонта в насыпных грунтах;
- ухудшение грунтового стока и подъем уровня грунтовых вод на застроенных территориях.

Это может являться причиной подтопления отдельных сооружений на застроенной территории.

Нарушение почвенно-растительного покрова при освоении территории приводит к усилению процессов водной и ветровой эрозии. Усилению эрозионных процессов способствует легкий механический состав естественных и техногенных грунтов, не закрепленный грунт на склонах отсыпанных площадок.

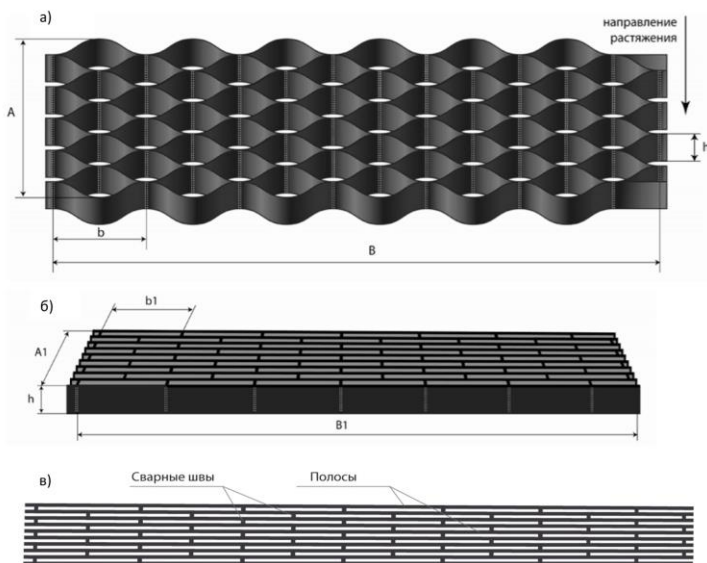
Проявление термокарстовых процессов на участках распространения многолетнемерзлых грунтов зачастую связано с нарушением теплообмена в приповерхностных толщах, связанных с техногенным воздействием.

Высока среднегодовая температура многолетнемерзлых грунтов (минус 0,6 оС) обуславливает возможность перехода грунтов из мерзлого состояния в талое и обратно, и как следствие - активизация

процессов морозного пучения (возникновение бугров пучения по периферии озерных котловин и торфяных болот), и проявление термокарстовых процессов (возникновение неглубоких понижений и небольших озер).

При обустройстве нефтяных и газовых месторождений необходимо учитывать все специфические природно-климатические особенности ЯНАО для нормальной работы объектов капитального строительства.

Примером применения в сложных инженерно-геологических условиях при проектировании объектов обустройства месторождений являются геосинтетические материалы, которые представляют собой сотовую конструкцию (георешетка) из полиэтиленовых лент, скрепленных между собой в шахматном порядке высокопрочными швами. При растяжении георешетка в рабочей плоскости образует устойчивый объемный каркас, который предназначен для фиксации наполнителя (грунт, кварцевый песок, щебень, бетон и т.п.) (Рис.2).



а) Решетка в рабочем (растянутом) состоянии;

б) Решетка в транспортном (сложенном состоянии);

в) Схема соединения полос в решетке. Вид сверху.

(А – длина решеток; В – ширина решеток; h – высота ребер решеток; b – ширина ячейки)

Рисунок 2 – Общий вид георешетки

Геосинтетические материалы применяются в следующих случаях:

1. Предотвращение вымывания грунта из под трубы на склонах (большие уклоны поверхности, обводненные грунты, не глубокое залегание грунтовых вод и т.п.) (Рис.3)

2. Укрепление откосов насыпей вдольтрассовых проездов и укрепление обваловки трубопроводов (Рис.4)

3. При балластировке трубопроводов (Рис.5)

4. Защита изоляции изоляции трубопроводов при производстве работ методом наклонно направленного бурения (ННБ) (Рис.6)

Применение геосинтетических материалов позволяет получить значительный эффект при сооружении нефтегазовых объектов, особенно в условиях Севера и вечной мерзлоты.

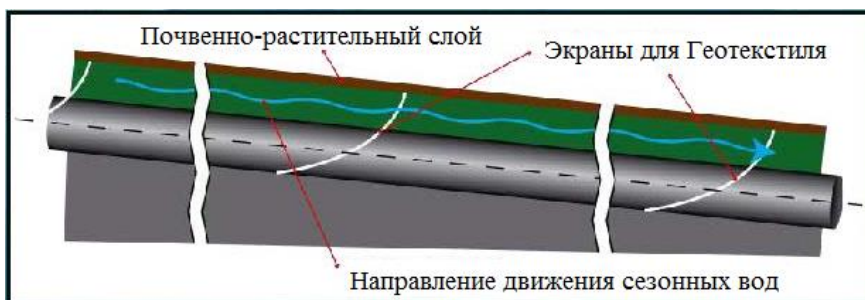


Рисунок 3 – Название

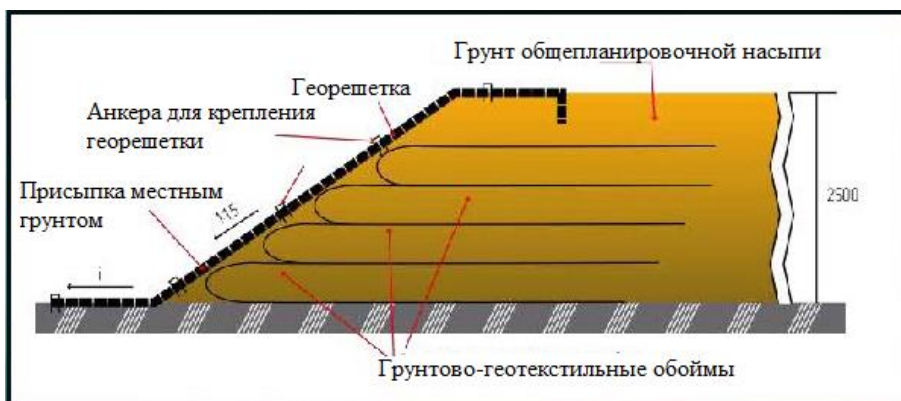


Рисунок 4 – Название

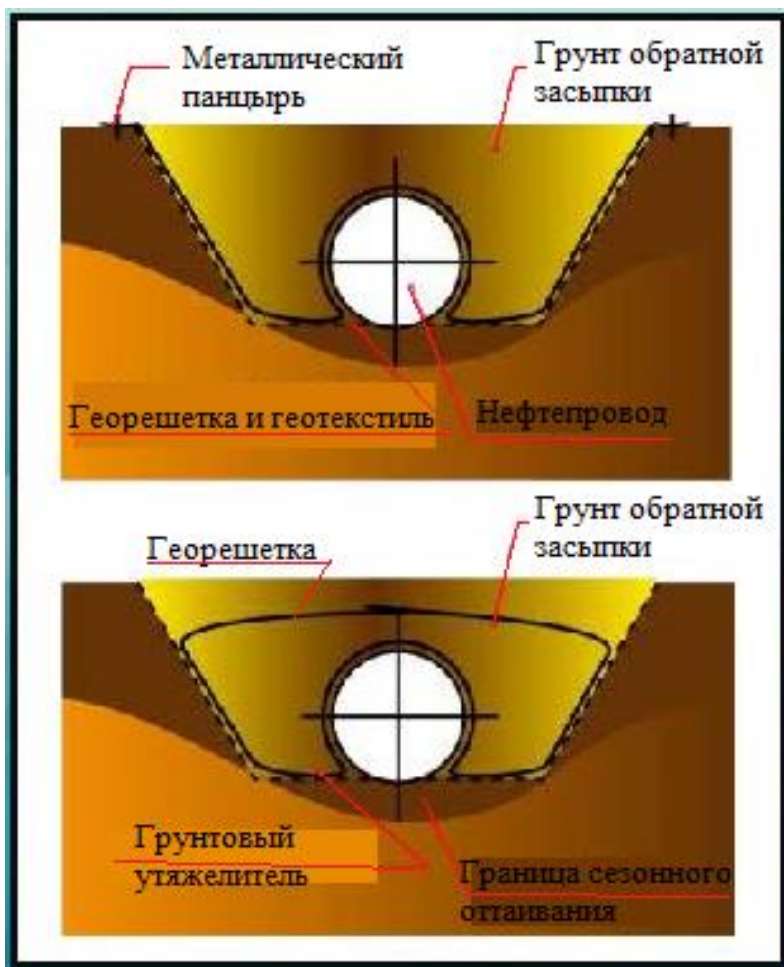


Рисунок 5 – Название

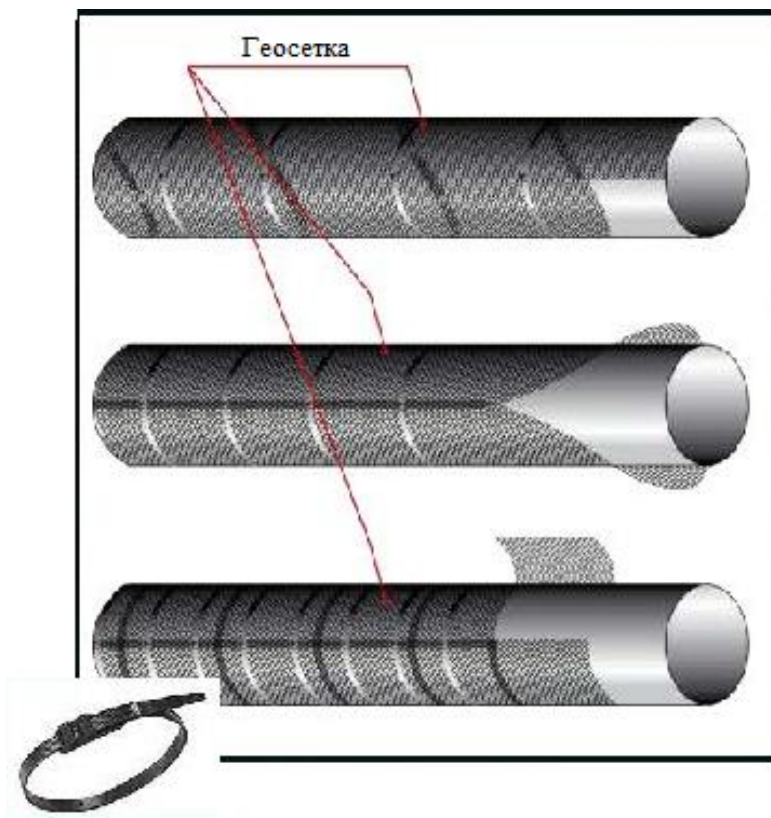


Рисунок 6 – Название

Список использованных источников:

1. Аветов Н.А., Трофимов С.Я. Почвенный покров таежных и пойменных ландшафтов бассейна р. Пур Западной Сибири // Почвоведение. 1997. № 1. – С. 31-35.
2. Васильевская В.Д., Иванов В.В. и др. Почвы севера Западной Сибири. – М.: МГУ, 1986. – 227 с.
3. Васильев С.В. Воздействие нефтегазодобывающей промышленности на лесные и болотные экосистемы (Среднего Приобья) / РАН СО. Ин-т почвоведения и агрохимии; Ред. И.М. Гаджиев. – Новосибирск: Наука, 1998. – 136 с.
4. ГОСТ 16350-80 «Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей».

5. Караваева Н.А. Заболачивание и эволюция почв. – М.: Наука, 1982. – 296 с.
6. Караваева Н.А. Почвы тайги Западной Сибири. – М.: Наука, 1973. – 166 с.
7. Московченко Д.В. Нефтегазодобыча и окружающая среда: эколого-геохимический анализ Тюменской области. Новосибирск: Наука, 1998. – 112 с.
8. Справочник по климату СССР. – Л.: Гидрометеиздат, 1968. Вып. 17. Омская и Тюменская области. 4.4. Влажность воздуха, атмосферные осадки, снежный покров. – 260 с.
9. СНиП 23-01-99* «Строительная климатология».

Коробейникова Ю.А.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД

С целью соблюдения природоохранного законодательства и обеспечения экологической безопасности проектов обустройства месторождений нефтегазового комплекса в ЗАО «ТюменьНИПИнефть» образован отдел охраны окружающей среды.

Основными задачами отдела охраны окружающей среды является выполнение следующих проектных работ:

1. Перечень мероприятий по охране окружающей среды (ПМ ООС).
2. Оценка воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду (ОВОС).
3. Проект рекультивации нарушенных земель (ПРЗ).
4. Рыбохозяйственный раздел (РХР).
5. Проект границ водоохраных зон и прибрежных защитных полос водных объектов в границах лицензионных участков (ПВОЗ и ПЗП).
6. Проект санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Проектирование объектов производится, в основном, для районов Крайнего Севера. Такое местоположение объектов требует разработки превентивных мер по охране окружающей среды, особенно в части

природных вод. Для решения этой задачи были проанализированы различные методы утилизации промышленных сточных вод с точки зрения их экологической и экономической эффективности.

Так сжигание стоков, содержащих большое количество горючих веществ, в специальных печах позволяет полностью утилизировать сточные воды вместе с имеющимися в них загрязняющими компонентами. Однако, термическая обработка сточных вод, особенно в больших объектах, экономически нецелесообразна, вследствие низкой производительности и высокой энергоемкости термоустановок.

Способ возврата стоков на повторное использование не всегда обеспечивает нужную степень их очистки от загрязнений из-за недостаточно эффективной работы очистных сооружений и, также требует больших финансовых затрат.

Сброс стоков, прошедших очистку, в открытые водоемы оказывает негативное воздействие на водные экосистемы, а также на источники снабжения пресной водой в верхней части геологического разреза, так как содержание в стоках вредных веществ часто превышает предельно допустимые концентрации. В связи со строгими требованиями, предъявляемыми Правилами охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами, и уязвимостью местных водных экосистем к загрязнению этот способ не может быть применен.

Электродиализный метод очистки стоков в аппаратах типа ЭДК требует большого расхода электроэнергии: 6-7 кВт*ч на 1 кг переносимой соли, или 180-250 кВт*ч на 1 м³ стоков, что с учетом больших объемов стоков экономически неоправданно. Кроме того, получаемый при этом концентрат необходимо упаривать и захоранивать. При упаривании неизбежны выбросы вредных веществ в атмосферу, а при хранении концентрата не исключено попадание водорастворимых солей в поверхностные и грунтовые воды.

Применение обратного осмоса для очистки стоков сдерживается малой производительностью серийных установок, стойких к агрессивной среде. Например, производительность мембранной установки типа МР 100/63 3Т для очистки слабokonцентрированных промывных вод – всего 18 м³/сут, а получаемый концентрат также подлежит упариванию.

Термические методы, основанные на упаривании стоков (после их нейтрализации и длительного отстоя в аппаратах погружного горения) или сжигании в циклонных печах с обязательной доочисткой

выходящих газов, требуют большого количества газа (73-125 м³ на 1 м³ стоков), при этом сопровождаются значительными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу и образованием сухих остатков солей, которые опять же требуют утилизации.

После тщательного анализа методов физико-химической и термической утилизации стоков был выбран вариант, отличающийся экологической безопасностью и экономической выгодой – метод закачки стоков в подземный изолированный пласт. Этот метод хорошо зарекомендовал себя на ряде предприятий химической и газохимической отраслях (например, на Уренгойском заводе по переработке газового конденсата (ЗПК), Ямсовейском газоконденсатном месторождении (ГКМ), Кирово-Чепецком и Сибирском химкомбинатах, Пуровском ЗПК Компании «НОВАТЭК»).

Вышеуказанный вариант утилизации стоков представлен в проекте «Площадка подземного захоронения очищенных промышленных и хозяйственных стоков Пырейного ГКМ».

Предлагаемая к рассмотрению площадка подземного захоронения сточных вод (ППС), состоящая из 2-х поглощающих скважин, предназначена для закачки очищенных промышленных и хозяйственных сточных вод в поглощающие горизонты.

Территориально объект расположен в Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе, на Пырейном месторождении, рядом с существующей площадкой установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Ближайший населенный пункт - с. Сывдарма, расположено в 33 км на юг от объекта проектирования.

Для определения места расположения площадки были учтены следующие факторы:

- радиус растекания закачиваемых стоков (477,0 м согласно гидрогеологическому заключению);
- расположение зон санитарной охраны существующих водозаборных сооружений;
- минимальное расстояние между границами первого пояса защитной зоны поглощающих скважин и устья водозаборных скважин следует принимать не менее 500 – 1000 м;
- желательное расположение поглощающих скважин в районе существующей площадки утилизации стоков.

Производительность закачки очищенных стоков принята из расчета сбора стоков и их очистки на существующих площадках установки

комплексной подготовки газа (УКПГ) и вахтового жилого комплекса (ВЖК) и равна $150 \text{ м}^3/\text{сут}$.



Рисунок 1 – Схема размещения площадки подземного захоронения стоков (ППС)

Общая мощность закачки сточных вод составляет 1095 тыс. м^3 .

Для обеспечения совместимости сточных и пластовых вод и исключения возможности когельматации пласта стоки перед закачкой в пласт предварительно очищаются на существующих очистных сооружениях бытовых и производственно-дождевых стоков, расположенные на существующей площадке УКПГ.

Для обеспечения приемистости пласта и совместимости стоков и пластовых вод проводится система контроля сточных вод. Для обеспечения приемистости пласта в течении длительного периода эксплуатации к составу сточных вод предъявляют определённые требования, соблюдение которых позволяет снизить когельматацию пласта-приемника. Проницаемость пористой среды сеноманского пласта-приемника составляет в среднем $0,4 \text{ км}^2$. Для этого значения согласно ОСТ 39-225-88 допускается содержание механических примесей до 30 мг/л, нефти – до 30 мг/л. Результаты контроля показали, что содержание всех основных компонентов в закачиваемых

сточных водах после очистки на порядок меньше, чем в пластовых водах. Химической кольматации пласта не ожидается, так же как и образования каких-либо газов или новых токсичных веществ.

Для мониторинга состояния подземных вод на площадке предусмотрены две наблюдательные скважины.

Для площадки поглощающих скважин установлена санитарно-защитная зона в размере 1000 м.

Для того, чтобы исключить воздействие на поверхностные и подземные воды, в период закачки стоков в поглощающую скважину, проектом предусматривается ряд мероприятий:

- освоение территорий с неблагоприятными природными условиями;
- создание искусственных насыпных оснований с превышением бровки насыпи над уровнем грунтовых или болотных вод, создающее безопасные условия для работы строительной техники, технологического оборудования и людей в период строительства и эксплуатации объекта;
- защита от затопления и подтопления паводковыми и поверхностными стоками с прилегающих к площадке земель;
- защита (укрепление) откосов насыпей проектируемой площадки от ветровой и водной эрозии, от смыва плодородного слоя почвы.
- размещение площадки поглощающей скважины вне водоохранных зон водных объектов;
- площадка захоронения стоков расположена за пределами населенных пунктов (ближайший населенный пункт – с. Сывдарма, находится в 33 км);
- полная герметизация технологического процесса;
- проведение плановых ремонтных работ на объекте;
- строительство наблюдательной скважины для проведения постоянного контроля за качеством пресных подземных вод;
- строительство наблюдательных скважин для контроля за распространением стоков в поглощающем горизонте;
- рекультивация площадки поглощающей скважины.

При соблюдении проектных решений и вышеперечисленных мероприятий воздействие на поверхностные и подземные воды не оказывается. Воздействие возможно только в случае не соблюдения технических и природоохранных проектных решений.

Таким образом, введение в эксплуатацию площадки поглощающих скважин в глубокий сеноманский пласт позволит эффективно решить

проблемы утилизации производственных и бытовых сточных вод и отказаться от других методов утилизации стоков, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Капитальные затраты на утилизацию стоков другими методами значительно превышают затраты на проектирование, строительство и эксплуатацию поглощающих скважин площадки подземного захоронения очищенных промышленных и хозяйственных стоков Пырейного газоконденсатного месторождения.

Применяемые современные методы контроля, предусмотренные в проектной документации, позволяют обеспечить надежность и безопасность подземного захоронения стоков в благоприятных гидрогеологических условиях.

Список использованных источников:

1. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. №7-ФЗ
2. ФЗ «О недрах» от 21.02.1992 г. №2395-1.
3. СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»
4. РД 51-31323949-48-2000 «Гидрогеоэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод»
5. С.А. Дедовец, В.Н. Штейников, С.Н. Ушаков, канд. биол. наук ОАО «НОВАТЭК». Очистка и утилизация стоков. Экология производства. №10 октябрь 2006 г. стр. 59-66.
6. О.Г. Бешенцева «Гидрогеологические условия подземного захоронения промышленных сточных вод нефтегазовых комплексов ЯНАО». Электронная библиотека диссертаций.
7. А.Я. Гаев «Подземное захоронение сточных вод на предприятиях газовой промышленности» – Л.: Недра, 1981. – 167 с.

Кучина К.В.

ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУНТОВ В СОСТАВЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ

Лабораторные исследования грунтов являются неотъемлемой частью инженерно-геологических изысканий. Грунтовая лаборатория необходима для проведения геологических исследований проб грунта с целью получения общей инженерно-геологической характеристики

того или иного участка под застройку. Также лабораторные испытания необходимы для правильного расчета фундамента и всей конструкции будущего сооружения (здания). Сложность данной работы заключается в инженерно-геологических условиях территории, несущей способности грунтов и основных их свойств, а также от самого проектируемого здания. При проектировании любого сооружения обязательным является предоставление геологического отчета по данной территории. Грунты являются основой любого строительства, поэтому их предварительное лабораторное исследование сможет решить все главные вопросы, связанные с проектированием сооружения и его эксплуатацией. Прочное сооружение строится на надежном фундаменте, а фундамент в свою очередь — на грунте. Грунт является основанием фундаментов и воспринимает на себя все нагрузки от веса строения и природных факторов, воздействующих на него. В зависимости от местности, в которой ведется или предполагается строительство сооружения, грунты могут существенно отличаться друг от друга. Для правильной привязки проекта к местности нужен целый ряд показателей, среди которых — тип грунта, глубина его промерзания и насыщенность почвенными водами, уровень грунтовых вод, рельеф поверхности и т.д. В результате геологических процессов, происходящих в недрах земли и на ее поверхности, тысячелетиями создавались пласты грунтов, которые могут быть различными не только в пределах определенного региона, но и на более малых площадях. Неравномерность пластовых отложений может быть и в пределах строительного участка, особенно если это связано со сложными геологическими условиями: склоны, овраги, болотистые местности и т.п.

Лабораторные исследования грунтов выполняются в соответствии с определенными требованиями государственных стандартов, строительных норм и правил. Состав лабораторных исследований должен устанавливаться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и программ на производство изыскательских работ. Прогресс не стоит на месте и для лабораторных исследований грунтов проектируются и изготавливаются современные приборы и оборудование, обеспечивающие высокое качество испытаний грунтов, наибольшую производительность труда и сокращение продолжительности лабораторных работ. Особому контролю подлежат следующие рабочие процессы: отбор средней

пробы, вырезка образцов грунта, поддержание температуры при определенной влажности, периодическая тарировка ареометра при определении гранулометрического состава, подсчет нагрузок при определении сопротивления срезу. Результаты лабораторных исследований грунтов выдаются заказчикам в электронном виде или в виде ведомостей результатов исследований грунтов. Информацию об отклонениях от стандартов при проведении лабораторных исследований грунтов начальник лаборатории должен передать заказчику лабораторных работ.

Целью данной работы является анализ свойств грунтов, их физические и механические характеристики. В связи с тем, что организация ЗАО «ТюменьНИПИнефть» проводит инженерно-геологические изыскания преимущественно в условиях Западной Сибири, за основу были взяты лабораторные исследования грунтов объектов, расположенных в направлении от Тазовского района до Тюменского района.

Объект: «Обустройство Западно-Мяссояхского и Восточно-Мессоыхского месторождений. Водозабор» в административном отношении находится на территории муниципального образования Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Территория строительства выбрана южнее Гыданского полуострова, на водоразделе рек Мессоыха-Таз, в верховьях р.Индикьяхи.

В таблицах 1.1-1.10 представлены показатели физико-механических свойств грунтов, приведенные на основании статистической обработки.

Таблица 1.1 – ИГЭ 1: Торф мерзлый слаборазложившийся

Показатель	Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.	8,98
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.	4,84
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.	4,95
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.	0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.	3,64
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³	0,92
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	0,14
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	1,30
Коэффициент пористости, e , д.ед	17,71

Показатель		Значение
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³		8,56
Удельный вес, γ_I , кН/м ³		8,21
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,74
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,87
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,35
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,52
Степень разложения торфа, D_{dp} , %		33
Степень зольности, D_{ds} , %		0,2
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	0,81
	мерзлого грунта, λ_f	1,34
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C) 10-6	талого грунта, C_{th}	4,00
	мерзлого грунта, C_f	2,31
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,036
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,43
Модуль деформации E , кг/см		3,3
Модуль деформации при оттаивании E , кг/см		0,9
Относительная осадка при оттаивании		0,14

Таблица 1.2 – ИГЭ 2: Торф мерзлый среднеразложившийся

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		5,71
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		3,38
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		2,32
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		3,38
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,80
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		0,21
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		1,12
Коэффициент пористости, e , д.ед.		5,57
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³		11,27
Удельный вес, γ_I , кН/м ³		11,37
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,90
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,31
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,52
Степень разложения торфа, D_{dp} , %		33
Степень зольности, D_{ds} , %		0,2
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	0,40
	мерзлого грунта, λ_f	0,70
Объемная теплопроводность талого грунта, C_{th}		2,73

Показатель		Значение
грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	мерзлого грунта, Cf	1,68

Таблица 1.3 – ИГЭ 3: Песок пылеватый твердомерзлый, слабльдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W _{tot} , д.ед.		0,21
Влажность между ледяных включений, W _m , д.ед.		0,19
Влажность за счет ледяных включений, W _i , д.ед.		0,18
Влажность за счет незамерзшей воды, W _w , д.ед.		0,11
Влажность за счет порового льда, W _{ic} , д.ед.		0,07
Плотность мерзлого грунта, ρ, г/см ³		1,80
Плотность сухого грунта, ρ _d , г/см ³		1,48
Плотность частиц грунта, ρ _s , г/см ³		2,65
Коэффициент пористости, e, д.ед.		0,80
Удельный вес, γ _{II} , кН/м ³		18,76
Удельный вес, γ _I , кН/м ³		18,56
Льдистость суммарная, i _{tot} , д.ед.		0,36
Льдистость за счет видимых лед. включений, i _i д.ед.		0,03
Льдистость за счет порового льда, i _{ic} , д.ед.		0,13
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ _{th}	1,57 (1,35)
	мерзлого грунта, λ _f	1,86 (1,60)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C _{th}	2,48(590)
	мерзлого грунта, C _f	2,21(450)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R, кПа		1400
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R, кПа		1650
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R, кПа		1800
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R _{af} , МПа		0,4
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R _{sh} , кПа		170
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,0567
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,112
Модуль деформации E, кг/см		16,3
Модуль деформации при оттаивании E, кг/см		8,9
Относительная осадка при оттаивании		0,377

Таблица 1.4 – ИГЭ 4: Песок мелкий твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,25
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,21
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,041
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,21
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,94
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,55
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,64
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,70
Удельный вес, γ_P , кН/м ³		18,79
Удельный вес, γ_I , кН/м ³		18,63
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,43
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,053
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,36
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	1,57 (1,35)
	мерзлого грунта, λ_f	1,86 (1,60)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C_{th}	2,48(590)
	мерзлого грунта, C_f	2,21(450)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1400
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1650
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1800
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа		0,033
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		170
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,0511
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,0826
Модуль деформации E , кг/см		12,76
Модуль деформации при оттаивании E , кг/см		10,00
Относительная осадка при оттаивании		0,080

Таблица 1.5 – ИГЭ 5: Песок мелкий твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,21
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,18
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,03
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,18
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,96
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,62
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,64
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,63
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³		18,78
Удельный вес, γ_I , кН/м ³		18,50
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,76
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,37
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,05
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,29
Теплопроводность грунта, λ , Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	2,15(1,85)
	мерзлого грунта, λ_f	2,37(2,05)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C_{th}	2,31(670)
	мерзлого грунта, C_f	2,14(510)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1400
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1650
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1800
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа		0,050
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		170
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,0447
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,124
Модуль деформации E , кг/см		17,45
Модуль деформации при оттаивании E , кг/см		8,55
Относительная осадка при оттаивании		0,099

Таблица 1.6 – ИГЭ 6: Суглинок твердомерзлый, слабольшедистый, слоистой криотекстуры

Показатель	Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.	0,34

Показатель	Значение	
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.	0,24	
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.	0,11	
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.	0,12	
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.	0,09	
Влажность на границе текучести, W_l , д.ед.	0,29	
Влажность на границе раскатывания, W_p , д.ед.	0,21	
Число пластичности, I_p , д.ед.	0,15	
Показатель текучести, Π д.ед.	1,94	
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³	1,86	
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,48	
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,68	
Коэффициент пористости, e , д.ед.	0,82	
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	17,74	
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,41	
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_g , д.ед.	0,66	
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.	0,22	
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.	0,15	
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.	0,12	
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	1,57(1,35)
	мерзлого грунта, λ_f	1,66(1,45)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C_{th}	3,35(800)
	мерзлого грунта, C_f	2,35(560)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа	850	
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа	950	
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа	1100	
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа	0,016	
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа	120	
Коэффициент оттаивания, д.ед.	0,087	
Коэффициент сжимаемости, кПа-1	0,23	
Модуль деформации E , кг/см	8,85	
Модуль деформации при оттаивании E , кг/см	4,13	
Относительная осадка при оттаивании	0,177	

Таблица 1.7 – ИГЭ 7: Суглинок твердомерзлый, слабольдистый, слоистой криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,62
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,49
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,12
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,07
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,42
Влажность на границе текучести, W_l , д.ед.		0,29
Влажность на границе раскатывания, W_p , д.ед.		0,13
Число пластичности, I_p , д.ед.		0,09
Показатель текучести, II д.ед.		7,37
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,53
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		0,95
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,68
Коэффициент пористости, e , д.ед.		1,87
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³		14,11
Удельный вес, γ_I , кН/м ³		13,47
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,78
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,35
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,13
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,22
Теплопроводность грунта, $W_t/(м^{\circ}C)$	талого грунта, λ_{th}	1,57(1,35)
	мерзлого грунта, λ_f	1,66(1,45)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C_{th}	3,35(800)
	мерзлого грунта, C_f	2,35(560)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		850
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		950
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1100
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа		0,016
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		120

Таблица 1.8 – ИГЭ 8: Супесь твердомерзлая, слабольдистая, слоистой криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,31
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,23
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,10
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,10
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,17
Влажность на границе текучести, W_l , д.ед.		0,24
Влажность на границе раскатывания, W_p , д.ед.		0,19
Число пластичности, I_p , д.ед.		0,05
Показатель текучести, II д.ед.		2,52
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,86
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,47
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,82
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,72
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,27
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,10
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,19
Теплопроводность грунта, $W_t/(м^{\circ}C)$	талого грунта, λ_{th}	1,74(1,50)
	мерзлого грунта, λ_f	1,80(1,55)
Объемная теплопроводность грунта, $Дж/(м^3^{\circ}C)_{10-6}$	талого грунта, C_{th}	3,02(720)
	мерзлого грунта, C_f	2,18(520)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1100
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1250
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1400
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа		0,023
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		120
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,149
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,262
Модуль деформации E , кг/см		7,6
Модуль деформации при оттаивании E , кг/см		5,48

Показатель	Значение
Относительная осадка при оттаивании	0,226

Таблица 1.9 – ИГЭ 9: Супесь твердомерзлая, льдистая, слоистой криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,41
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,33
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,08
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,11
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,22
Влажность на границе текучести, W_l , д.ед.		0,25
Влажность на границе раскатывания, W_p , д.ед.		0,20
Число пластичности, I_p , д.ед.		0,05
Показатель текучести, II , д.ед.		4,64
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,80
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,25
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед.		1,13
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,89
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,46
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_i д.ед.		0,11
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,35
Теплопроводность грунта, $W_t/(м^{\circ}C)$	талого грунта, λ_{th}	1,74(1,50)
	мерзлого грунта, λ_f	1,80(1,55)
Объемная теплопроводность грунта, $Дж/(м^3 \cdot ^{\circ}C)10^{-6}$	талого грунта, C_{th}	3,02(720)
	мерзлого грунта, C_f	2,18(520)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1100
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1250
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1400
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , МПа		0,023
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		120

Таблица 1.10 – ИГЭ 10: Суглинок мягкопластичный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,29
Влажность на границе текучести,	0,35
Влажность на границе раскатывания,	0,22
Число пластичности, %	13
Показатель текучести, д.ед.	0,59
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,93
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,50
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,67
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,79
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,91
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,68
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,51

Объект: «Строительство водозаборной скважины на кусту скважин №12. Обустройство куста скважин № 12 с системой ППД Самбургского месторождения» находится в Пуровском районе ЯНАО Тюменской области. Район работ располагается в Заполярье Тюменской области, на севере ЯНАО; порядка 150 км на северо – восток от г. Новый Уренгой. Участок инженерно-геологических изысканий расположен в зоне развития многолетнемерзлых пород (ММП).

На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2011 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на исследуемой территории выделено 10 инженерно-геологических элементов:

ИГС	Почвенно-растительный слой
ИГЭ 1	Насыпной грунт-песок от мелкого до средней крупности, плотный, от малой до средней степени водонасыщения
ИГЭ 2	Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный
ИГЭ 3	Песок мелкий средней плотности, средней степени водонасыщения
ИГЭ 4	Песок средней крупности, средней плотности, водонасыщенный
ИГЭ 5	Песок пылеватый средней плотности, водонасыщенный
ИГЭ 6	Торф среднеразложившийся, пластичномерзлый, льдистый, порфиоровидной криотекстуры, погребенный

ИГЭ 7	Песок мелкий твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстуры
ИГЭ 8	Песок средней крупности, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстуры
ИГЭ 9	Песок пылеватый, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстуры
ИГЭ 10	Супесь легкая песчанистая, твердомерзлая, льдистая, слоистой криотекстуры

В таблицах 2.1-2.11 приведены нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов.

Таблица 2.1 – ИГЭ 1: Насыпной грунт-песок от мелкого до средней крупности, плотный, от малой до средней степени водонасыщения

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,09
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,90
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,75
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,68
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,53
Угол откоса сухого\ под водой, градус	40\27
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,01
Полная влагоемкость, д.е.	0,43
Коэффициент фильтрации, м /сут.	3,04
Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	118
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,62
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,54
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,48
Модуль деформации, E , МПа	40*
Угол внутреннего трения, φ_n , град	37*
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	37
Угол внутреннего трения, φ_I , град	33,6
Сцепление, C_n , кПа	3*
Сцепление, C_{II} , кПа	3
Сцепление, C_I , кПа	2
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	180

Таблица 2.2 – ИГЭ 2: Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,20
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,87
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,55
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,67
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,72
Угол откоса сухого\ под водой, градус	39\27
Коэффициент фильтрации, м\сут.	4,93
Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	98
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,002
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,33
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,08
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,95
Модуль деформации, E , МПа	20*
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	30*
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	30
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	27,3
Сцепление, C_n , кПа	1*
Сцепление, C_{II} , кПа	1
Сцепление, C_I , кПа	0,67
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	200

Таблица 2.3 – ИГЭ 3: Песок мелкий средней плотности, средней степени водонасыщения

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,14
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,84
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,62
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,64
Угол откоса сухого\ под водой, градус	39\28
Коэффициент фильтрации, м\сут.	2,5
Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	-
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,004
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,03
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,00

Показатель	Значение
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,96
Модуль деформации, E, МПа	28*
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	32*
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	32
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	29,1
Сцепление, C_n , кПа	2*
Сцепление, C_{II} , кПа	2
Сцепление, C_I , кПа	1,33
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	200

Таблица 2.4 – ИГЭ 4: Песок средней крупности, средней плотности

Показатель	Значение
Влажность природная, W, д.ед	0,21
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,98
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,64
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,65
Коэффициент пористости, e, д.ед	0,62
Угол откоса сухого\ под водой, градус	39\28
Коэффициент фильтрации, м\сут.	6,88
Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	>100
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,003
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	19,40
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	19,33
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	19,28
Модуль деформации, E, МПа	33*
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	36*
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	36
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	32,7
Сцепление, C_n , кПа	2*
Сцепление, C_{II} , кПа	2
Сцепление, C_I , кПа	1,33
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	400

Таблица 2.5 – ИГЭ 5 Песок пылеватый средней плотности, водонасыщенный

Показатель	Значение
Влажность природная, W, д.ед	0,20

Показатель	Значение
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,97
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,64
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,85
Угол откоса сухого\ под водой, градус	42\26
Коэффициент фильтрации, м\сут.	1,62
Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	160
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,005
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	19,31
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	19,16
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	19,07
Модуль деформации, E , МПа	11*
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	26*
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	26
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	23,6
Сцепление, C_n , кПа	1*
Сцепление, C_{II} , кПа	1
Сцепление, C_I , кПа	0,67
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	100

Таблица 2.6 –ИГЭ 6 Торф среднеразложившийся, пластичномерзлый, льдистый, порфировидной криотекстуры, погребенный

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		5,41
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		4,32
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		0,94
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		0,15
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		1,48
Коэффициент пористости, e , д.ед.		9,13
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,88
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_{id} , д.ед.		0,18
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,70
Степень разложения торфа, D_{dp} , д.ед.		0,35
Степень зольности, D_{sal} , %		1,52
Удельный вес грунта при $\alpha=0.85$		9,10
Удельный вес грунта при $\alpha=0.95$		9,09
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	0,40 (0,35)
	мерзлого грунта, λ_f	0,70 (0,60)

Показатель		Значение
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, Cth	2,73 (650)
	мерзлого грунта, Cf	1,68 (400)
Расчетное давление на мерзлые биогенные грунты под нижним концом сваи, R, кПа		120
Расчетное сопротивление мерзлых биогенных грунтов сдвигу по поверхности смерзания, Raf, кПа		25
Расчетное сопротивление мерзлых биогенных грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору, Rsh, кПа		30

Таблица 2.7 – ИГЭ 7 Песок мелкий твердомерзлый, слабльдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, Wtot, д.ед.		0,28
Влажность между ледяных включений, Wm, д.ед.		0,22
Влажность за счет ледяных включений, Wi, д.ед.		0,06
Влажность за счет незамерзшей воды, Ww, д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, Wic, д.ед.		0,22
Плотность мерзлого грунта, ρ, г/см ³		2,04
Плотность сухого грунта, ρd, г/см ³		1,60
Плотность частиц грунта, ρs, г/см ³		2,68
Коэффициент пористости, e, д.ед.		0,68
Льдистость суммарная, i tot, д.ед.		0,49
Льдистость за счет видимых лед. включений, iид.ед.		0,09
Льдистость за счет порового льда, iic, д.ед.		0,40
Содержание органических веществ, Iom, д.ед.		-
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λth	2,50 (2,15)
	мерзлого грунта, λf	2,73 (2,35)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, Cth	3,15 (750)
	мерзлого грунта, Cf	2,35 (560)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R, кПа		1400
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R, кПа		1650
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R, кПа		1800
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, Raf, кПа		130

Показатель	Значение
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа	170
Коэффициент оттаивания, д.ед.	0,005
Коэффициент сжимаемости, кПа-1	0,026
Модуль деформации E , кг/см	31,25

Таблица 2.8 – ИГЭ 8 Песок средней крупности, твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,31
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,25
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,06
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,25
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см3		1,78
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см3		1,37
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см3		2,68
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,99
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,47
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_d , д.ед.		0,09
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,38
Теплопроводность грунта, $W_t/(м^{\circ}C)$	талого грунта, λ_{th}	1,90 (1,65)
	мерзлого грунта, λ_f	2,14 (1,85)
Объемная теплопроводность грунта, $Дж/(м3^{\circ}C)10^{-6}$	талого грунта, C_{th}	2,78 (660)
	мерзлого грунта, C_f	2,06 (490)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи, R , кПа		2100
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , кПа		130
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		170
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,034
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,041
Модуль деформации E , кг/см		19,5

Таблица 2.9 – ИГЭ 9 Песок пылеватый, твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры

Показатель		Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.		0,21
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,17
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,04
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,17
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,95
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,61
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,66
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,38
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_{id} , д.ед.		0,08
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,30
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°C)	талого грунта, λ_{th}	2,15 (1,85)
	мерзлого грунта, λ_f	2,37 (2,05)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°C)10-6	талого грунта, C_{th}	2,31 (670)
	мерзлого грунта, C_f	2,14 (510)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1400
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1650
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1800
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , кПа		130
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		170
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,008
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,046
Модуль деформации E , кг/см		17,3

Таблица 2.10 – ИГЭ 10 Супесь легкая песчанистая, твердомерзлая, слабольдистая, слоистой криотекстуры

Показатель	Значение
Влажность суммарная, W_{tot} , д.ед.	0,30

Показатель		Значение
Влажность между ледяных включений, W_m , д.ед.		0,24
Влажность за счет ледяных включений, W_i , д.ед.		0,12
Влажность за счет незамерзшей воды, W_w , д.ед.		0,00
Влажность за счет порового льда, W_{ic} , д.ед.		0,12
Плотность мерзлого грунта, ρ , г/см ³		1,80
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³		1,38
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2,67
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0,95
Степень заполнения пор льдом и незамерзшей водой, S_r , д.ед.		0,73
Льдистость суммарная, i_{tot} , д.ед.		0,27
Льдистость за счет видимых лед. включений, i_{id} , д.ед.		0,10
Льдистость за счет порового льда, i_{ic} , д.ед.		0,18
Теплопроводность грунта, Вт/(м*°С)	талого грунта, λ_{th}	1,74 (1,50)
	мерзлого грунта, λ_f	1,80 (1,55)
Объемная теплопроводность грунта, Дж/(м ³ *°С)10-6	талого грунта, C_{th}	3,02 (720)
	мерзлого грунта, C_f	2,18 (520)
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 3-5 м, R , кПа		1100
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 10 м, R , кПа		1250
Расчетное давление на мерзлые грунты под нижним концом сваи при глубине погружения сваи на 15 м и более, R , кПа		1400
Расчетные сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по поверхности смерзания, R_{af} , кПа		100
Расчетное сопротивление мерзлых грунтов сдвигу по грунту или грунтовому раствору R_{sh} , кПа		120
Коэффициент оттаивания, д.ед.		0,025
Коэффициент сжимаемости, кПа-1		0,111
Модуль деформации E , кг/см		7,20

Объект: «Трубопроводы майского региона строительства 2014-2016 г.г.» в административном отношении расположен на территории Тюменской области, ХМАО, Нефтеюганского, Сургутского района, Майского региона.

На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2011 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на исследуемой территории выделено 12 инженерно-геологических элементов.

В таблицах 3.1-3.12 приведены нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств грунтов.

Таблица 3.1 – ИГЭ 1: Насыпной грунт-песок мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,20
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,94
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,61
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,65
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,65
Угол откоса сухого\ под водой, градус	31\19
Степень водонасыщения, д.е.	0,83
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	19,01
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,92
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,88
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	180

Таблица 3.2 – ИГЭ 2: Торф слаборазложившийся, нормальнозольный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	3,93
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,01
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	0,18
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	1,50
Коэффициент пористости, e , д.ед	7,57
Степень разложения торфа, %	18
Зольность, д.ед.	0,09
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,83
Степень водонасыщения, д.е.	0,80
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	9,90
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	9,82
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	9,76
Сцепление, C_n , кПа	0,04

Таблица 3. 3 – ИГЭ 3: Торф среднеразложившийся, нормальнозольный

Показатель	Значение
Влажность природная, W, д.ед	3,45
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,02
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	0,19
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	1,66
Коэффициент пористости, e, д.ед	8,63
Степень разложения торфа, %	30
Зольность, д.ед.	0,15
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,79
Степень водонасыщения, д.е.	0,69
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	10,00
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	9,92
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	9,88
Сцепление, C_n , кПа	0,08

Таблица 3.4 – ИГЭ 4: Песок пылеватый от плотного до средней плотности, водонасыщенный

Показатель	Значение
Влажность природная, W, д.ед	0,21
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,98
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,64
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,67
Коэффициент пористости, e, д.ед	0,63
Угол откоса сухого\ под водой, градус	31\19
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,002
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	19,40
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	19,27
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	19,19
Модуль деформации, E, МПа	25,3
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	33,53
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	33,02
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	32,70
Сцепление, C_n , кПа	-
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	200

Таблица 3.5 – ИГЭ 5: Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,22
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,94
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,58
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,66
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,68
Угол откоса сухого\ под водой, градус	32\20
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,01
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	19,01
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,90
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,83
Модуль деформации, E , МПа	29,73
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	34,15
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	33,82
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	33,62
Сцепление, C_n , кПа	-
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	200

Таблица 3.6 – ИГЭ 6: Песок пылеватый плотный, средней степени водонасыщения

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,14
Плотность грунта, ρ , г/см ³	2,07
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,82
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,67
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,47
Угол откоса сухого\ под водой, градус	32\21
Относительное содержание органич. вещ-в, д.ед.	0,02
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	20,29
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	19,86
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	19,58
Модуль деформации, E , МПа	25,30
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	33,53
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	33,02
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	32,70
Сцепление, C_n , кПа	-

Таблица 3.7 – ИГЭ 7: Суглинок текучий

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,34
Влажность на границе текучести,	0,28
Влажность на границе раскатывания,	0,19
Число пластичности, %	0,09
Показатель текучести, д.ед.	1,59
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,78
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,34
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед	1,03
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	17,44
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	17,23
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,06
Модуль деформации, E , МПа	3,58
Угол внутреннего трения, ϕ_n , град	16,07
Угол внутреннего трения, ϕ_{II} , град	15,28
Угол внутреннего трения, ϕ_I , град	14,82
Сцепление, C_n , кПа	14,07
Сцепление, C_{II} , кПа	13,37
Сцепление, C_I , кПа	12,97
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	170

Таблица 3.8 – ИГЭ 8: Суглинок текучепластичный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,29
Влажность на границе текучести,	0,30
Влажность на границе раскатывания,	0,19
Число пластичности, д.ед.	0,11
Показатель текучести, д.ед.	0,87
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,84
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,43
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,89
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,03
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	17,99
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,93

Показатель	Значение
Модуль деформации, Е, МПа	5,19
Угол внутреннего трения, φ_n , град	17,44
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	17,05
Угол внутреннего трения, φ_I , град	16,79
Сцепление, C_n , кПа	15,45
Сцепление, C_{II} , кПа	15,11
Сцепление, C_I , кПа	14,87
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	170

Таблица 3.9 – ИГЭ 9: Суглинок мягкопластичный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,26
Влажность на границе текучести,	0,32
Влажность на границе раскатывания,	0,19
Число пластичности, д.ед.	0,13
Показатель текучести, д.ед.	0,56
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,89
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,50
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,80
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,52
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,41
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,36
Модуль деформации, Е, МПа	9,46
Угол внутреннего трения, φ_n , град	19,56
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	19,09
Угол внутреннего трения, φ_I , град	18,68
Сцепление, C_n , кПа	19,10
Сцепление, C_{II} , кПа	18,86
Сцепление, C_I , кПа	18,46
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	170

Таблица 3.10 – ИГЭ 10: Суглинок тугопластичный

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,24
Влажность на границе текучести,	0,32

Показатель	Значение
Влажность на границе раскатывания,	0,19
Число пластичности, д.ед.	0,12
Показатель текучести, д.ед.	0,41
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,90
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,54
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед.	0,76
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,62
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,41
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,27
Модуль деформации, E , МПа	11,23
Угол внутреннего трения, φ_n , град	20,10
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	20,23
Угол внутреннего трения, φ_I , град	19,80
Сцепление, C_n , кПа	20,63
Сцепление, C_{II} , кПа	22,02
Сцепление, C_I , кПа	21,55
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	170

Таблица 3.11 – ИГЭ 11: Супесь текучая

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед.	0,29
Влажность на границе текучести,	0,26
Влажность на границе раскатывания,	0,20
Число пластичности, д.ед.	0,06
Показатель текучести, д.ед.	1,75
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,83
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,41
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед.	0,96
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	17,93
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	17,54
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	17,28
Модуль деформации, E , МПа	8,72
Угол внутреннего трения, φ_n , град	19,49
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	18,83
Угол внутреннего трения, φ_I , град	18,42
Сцепление, C_n , кПа	18,48

Показатель	Значение
Сцепление, C_{II} , кПа	17,84
Сцепление, C_I , кПа	17,46

Таблица 3. 12 – ИГЭ 12: Супесь пластичная

Показатель	Значение
Влажность природная, W , д.ед	0,25
Влажность на границе текучести,	0,29
Влажность на границе раскатывания,	0,24
Число пластичности, д.ед.	0,04
Показатель текучести, д.ед.	0,27
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,89
Плотность сухого грунта, ρ_d , г/см ³	1,50
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70
Коэффициент пористости, e , д.ед	0,80
Удельный вес, γ_n , кН/м ³	18,52
Удельный вес, γ_{II} , кН/м ³	18,36
Удельный вес, γ_I , кН/м ³	18,25
Модуль деформации, E , МПа	17,11
Угол внутреннего трения, φ_n , град	21,89
Угол внутреннего трения, φ_{II} , град	21,41
Угол внутреннего трения, φ_I , град	21,12
Сцепление, C_n , кПа	25,67
Сцепление, C_{II} , кПа	25,10
Сцепление, C_I , кПа	24,77
Расчетное сопротивление, R_0 , кПа	170

Из специфических грунтов по трассам проектных коммуникаций вскрыты техногенные и биогенные грунты.

Биогенные отложения представлены торфами слабой и средней степени разложения. Техногенные грунты представлены насыпными мелкими песками, средней плотности, от средней степени водонасыщения до насыщенных водой. Мощность слоя составляет до 1,6 м. Влажность песков 0,20 д.ед., коэффициент пористости 0,65 д.ед.

На основании данных лабораторных исследований можно проследить, как меняется разрез по направлению с севера на юг в пределах Западной Сибири, свойства пород, их физические характеристики.

Сезонно-талый слой по мощности возрастает с севера на юг. Территория самой северной области, Тазовского района, характеризуется чрезвычайно широким распространением многолетнемерзлых пород, что обуславливает весьма специфичные особенности инженерно-геологической обстановки.

По результатам лабораторных исследований грунтов было установлено, что геологическое строение представлено дисперсными и биогенными грунтами (мерзлыми) – торфами, суглинками, супесями и песками. Сезонно талый слой до 2,38 м. В зависимости от температуры, грунты имеют одну разновидность - твердомерзлые. Закономерности в залегании грунтов не отмечено. Пески образуют толщи, карманы и линзы неправильной формы, среди глинистых отложений. На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2011 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на исследуемой территории выделено 10 инженерно-геологических элементов:

ИГЭ 1- Торф слаборазложившийся мерзлый(СТС) на глубинах 0-1,20м, мощность до 1,20м;

ИГЭ 2- Торф среднеразложившийся мерзлый(СТС) на глубинах 0-1,20м, мощность до 1,20м;

ИГЭ 3- Песок пылеватый твердомерзлый слабольдистый, массивной криотекстуры на глубинах 3,5-15,0м, мощность 6,5-6,7м;

ИГЭ 4- Песок мелкий твердомерзлый льдистый, массивной криотекстуры на глубинах 2,8-10,0м, мощность 2,8-7,2м;

ИГЭ 5- Песок мелкий твердомерзлый слабольдистый, массивной криотекстуры на глубинах 2,8-15,0м, мощность 2,7-11,0м;

ИГЭ 6- Суглинок твердомерзлый слабольдистый, слоистой криотекстуры на глубинах 0,1-10,0м, мощность 0,6-9,9м;

ИГЭ 7- Суглинок твердомерзлый слабольдистый, слоистой криотекстуры на глубинах 3,7-15,0м, мощность 3,7-9,8м;

ИГЭ 8- Супесь твердомерзлая слабольдистая, слоистой криотекстуры на глубинах 0,7-6,5м, мощность 2,8-3,4м;

ИГЭ 9- Супесь твердомерзлая слабольдистая, слоистой криотекстуры на глубинах 1,2-1,0м, мощность 2,6-8,8м;

ИГЭ 10- Суглинок мягкопластичный на глубинах 0,6-2,6м, мощность 0,4-2,4м;

Геокриологические условия района характеризуются залеганием сплошной мерзлоты с ежегодным появлением в летнее время

сезонно-талого слоя мощностью редко превышающей 1,0 м. Кровля толщи ММГ на момент изысканий выходит на дневную поверхность.

На территории строительства встречены следующие разновидности специфических грунтов:

Биогенные грунты, ММГ, техногенные грунты.

Многолетнемерзлые грунты на участке изысканий представлены:

ИГЭ 1: Песок пылеватый твердомерзлый, слабльдистый, массивной криотекстуры;

ИГЭ 2: Песок мелкий твердомерзлый, слабльдистый, массивной криотекстуры;

ИГЭ 3: Песок мелкий твердомерзлый, льдистый, массивной криотекстуры;

ИГЭ-4 - Суглинок твердомерзлый, слабльдистый, слоистой криотекстуры;

ИГЭ-5 - Суглинок твердомерзлый, льдистый, слоистой криотекстуры;

ИГЭ-6- Супесь твердомерзлая, слабльдистая, слоистой криотекстуры;

ИГЭ-7- Супесь твердомерзлая, льдистая, слоистой криотекстуры.

Техногенные грунты представлены мелкими песками, мощность 0,8-1,6м.

Разрез Самбургского месторождения представлен техногенными отложениями, сложенными песком от мелкого до средней крупности, плотного, от малой до средней степени водонасыщения. Мощность насыпного слоя составила от 1,8 м до 2,4 м.

Подстилают насыпной слой песчаные отложения, представленные песком мелким средней плотности, насыщенным водой. Мощность слоев составила 0,3-5,7 м.

Ниже по разрезу, до исследуемой глубины 15,0 – 20,0 м, талые грунты подстилаются мерзлыми грунтами. Мерзлые грунты представлены переслаиванием песчаных отложений: песка мелкого, твердомерзлого, слабльдистого, массивной криотекстуры, пылеватого, средней крупности твердомерзлого, льдистого, массивной криотекстуры.

Также интервал 2,9-3,7 м представлен слоем торфа среднеразложившегося, пластичномерзлого, льдистого, порфирированной криотекстуры. Ниже, в интервале 3,7-5,4 м залегает слой супеси легкой песчанистой, твердомерзлой, слабльдистой, слоистой криотекстуры.

Из специфических грунтов на участке работ вскрыты техногенные, биогенные (мерзлые) грунты и вечномерзлые грунты.

Техногенные грунты представлены песком от мелкого до средней крупности, плотным, от малой до средней степени водонасыщения. Мощность слоя составляет от 1,8 м до 2,4 м. Влажность песков 0,09 д.ед., коэффициент пористости 0,53 д.ед. Неоднородность насыпных грунтов, низкая их прочность, а также способность к самоуплотнению, особенно при воздействии динамических нагрузок практически делает невозможным использование техногенных образований в качестве любого «естественного» основания. Расчетное сопротивление R_0 , кПа (кгс/см²) насыпных грунтов – 180 (1,8).

Многолетнемерзлые грунты (2,0-15,0 м) на исследованных участках Самбургского месторождения представлены песком средней крупности, мелкими и пылеватыми от слабольдистых до льдистых, супесью слабольдистой, торфом среднеразложившимся. Супеси, суглинки и торф обладают сильнопучинистыми и чрезмерно пучинистыми свойствами.

По степени пучинистости при промерзании, грунты попадающие в зону сезонного промерзания и оттаивания и относятся к III группе – пучинистым.

По результатам лабораторных исследований грунтов объект, расположенный в ХМАО, Нефтеюганского, Сургутского района, Майского региона в своем разрезе представляет глинистые и песчаные грунты, техногенные образования, местами встречается торф. Глинистые грунты сложены суглинком от тугопластичной до текучей консистенции, супесью от пластичной до текучей консистенции. Песчаные грунты представлены песком мелким и пылеватым, средней плотности, различной степени водонасыщения. Техногенные образования сложены преимущественно песком мелким, однородным, средней плотности. Торф слаборазложившийся высокозольный и среднеразложившийся нормальнозольный.

На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2011 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на исследуемой территории выделено 12 инженерно-геологических элементов:

ИГЭ 1 – Насыпной грунт-песок мелкий, мощность от 0,2 м до 1,60 м, глубина залегания от 0,0 м до 1,60 м.

ИГЭ 2- Торф слаборазложившийся, высокозольный, мощность от 0,3 м до 2,8 м, глубина залегания от 0,0 м до 2,8 м.

ИГЭ 3 - Торф среднеразложившийся, нормальнозольный, мощность от 0,5 м до 5,4 м, глубина залегания от 0,0 м до 5,4 м.

ИГЭ 4 - Песок пылеватый средней плотности, водонасыщенный, мощность от 2,2 м до 14,7 м, глубина залегания от 0,3 м до 15,0 м.

ИГЭ 5 - Песок мелкий средней плотности, водонасыщенный, мощность от 0,2 м до 16,7 м, глубина залегания от 0,0 м до 18,0 м.

ИГЭ 6 - Песок пылеватый средней плотности, средней степени водонасыщения, мощность от 0,5 м до 4,9 м, глубина залегания 0,2 м до 5,1 м.

ИГЭ 7 - Суглинок текучий, мощность от 3,0 м до 14,5 м, глубина залегания от 0,2 м до 20,0 м.

ИГЭ 8 - Суглинок текучепластичный, мощность от 1,5 м до 18,7 м, глубина залегания от 0,0 м до 25,0 м

ИГЭ 9 - Суглинок мягкопластичный, мощность от 1,3 м до 23,5 м, глубина залегания от 0,0 м до 25,0 м.

ИГЭ 10 - Суглинок тугопластичный, мощность от 2,4 м до 11,3 м, глубина залегания от 0,1 м до 16,0 м.

ИГЭ 11 - Супесь текучая, мощность от 3,7 м до 16,4 м, глубина залегания от 1,3 м до 18,0 м.

ИГЭ 12 - Супесь пластичная, мощность от 2,0 м до 16,0 м, глубина залегания от 0,0 м до 20,0 м.

Таким образом, значимость лабораторных исследований грунтов очевидна. На физические свойства основания оказывает существенное влияние не только состав грунтов, глубина расположения определенных их пластов, но и их водонасыщенность, то есть уровень грунтовых вод, влияние паводковых явлений и атмосферной влаги. Зная несущую способность грунтов, общую геологическую ситуацию, уровень залегания грунтовых вод, а также основные физико-химические свойства грунтов на той или иной площадке можно разработать проект будущего строения (принятие технических решений).

Список использованных источников:

1. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;
2. ГОСТ 5180-84 «Методы лабораторного определения физических характеристик»;
3. ГОСТ 12248-2010 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости».

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

С целью выявления основных проблем внедрения инновационных технологий в проектирование и строительство в нефтегазовой отрасли была проанализирована существующая ситуация в данной сфере.

Нефтегазодобывающая отрасль занимает одно, из наиболее важных и значимых мест в экономике Российской Федерации. Тюменская область (вместе с входящими в ее состав автономными округами) является лидером по запасам природных ресурсов. С их добычей также связаны стабильно высокие показатели валового регионального продукта, объема основных фондов и инвестиций в основной капитал на душу населения. По данным Национального рейтингового агентства, в 2013 г. Тюменская область вошла в рейтинг инвестиционной привлекательности регионов России и внесена в группу IC2 (высокая инвестиционная привлекательность – второй уровень). Кроме этого, по словам Министра регионального развития Игоря Слюняева, в 2014 г. Тюменская область признана лидером среди субъектов Российской Федерации по свободному индексу показателей, который отражает состояние реального сектора экономики и инвестиционной активности субъекта Российской Федерации.

Именно поэтому следует отметить, что для достижения стабильности и устойчивого развития экономики необходимо осуществлять мероприятия по модернизации технологических процессов. Основой, фундаментом процесса модернизации является использование современных технологий, научных достижений и разработок.

Очевидно, что для успешного внедрения новых технологий необходимо тесное взаимодействие всех участников инвестиционного, проекторочного и строительного процесса. Но, как правило, внедрение новых, «нестандартных» решений требует дополнительных денежных и трудовых затрат. Специалистам различных уровней удобнее и проще принять привычное, проверенное временем решение, несмотря на то, что введение инноваций привело бы к экономической или какой-либо другой выгоде. И даже нормативная база, с ее СНиПами и ГОСТами создает дополнительные барьеры – нормативно-

технические документы, утвержденные в 70-х – 80-х годах, не учитывают новейших технологий, а обновление нормативно-технической базы происходит не так быстро, как хотелось бы.

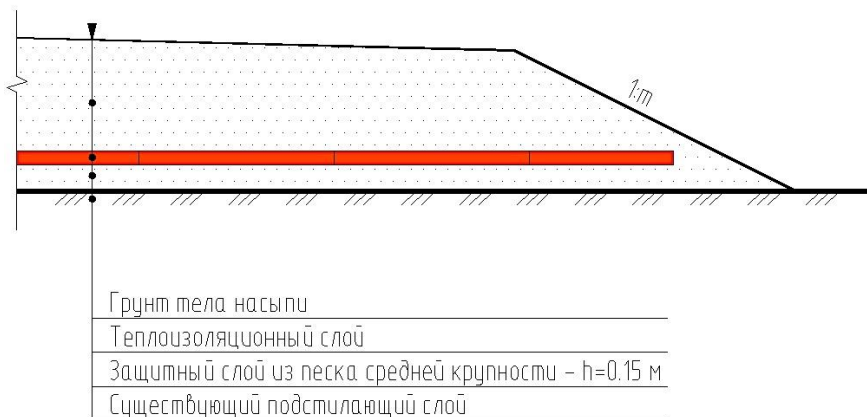
Еще одной проблемой в процессе внедрения инновационных технологий долгое время был низкий уровень финансирования и государственной поддержки российской науки. Правда, не остается незамеченным тот факт, что в последнее время интерес государства к научным исследованиям заметно вырос.

Но не только в центральной части Российской Федерации заняты вопросами внедрения инновационных технологий. Как было сказано выше, Тюменская область занимает лидирующее место по инвестиционному климату в России, а получение стабильных значимых экономических результатов не возможно без внедрения новых технологий. ЗАО «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», в своей работе по проектированию объектов нефтегазовой отрасли, особое внимание уделяет применению инновационных технологий. Специалисты института, принимая решения о применении новых материалов в своих проектах, поддерживают тесное сотрудничество с поставщиком или предприятием-разработчиком инновационной продукции.

При проектировании в неблагоприятных условиях при преобладании вечномерзлых грунтов используются в теле насыпи и в основании теплоизоляционные плиты. Они используются для устройства теплоизоляционных слоев с целью снижения деформации пучения при промерзании конструкции, в которой в пределах глубины промерзания имеются пучинистые грунты.

Конструкция насыпи с использованием теплоизоляционного материала была применена на объектах «Обустройства нефтяных оторочек Самбургского месторождения», «Обустройство Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. ПСП (1 очередь). Напорный нефтепровод ПСП – ГНПС №1 трубопроводной системы "Заполярье - НПС "Пур-Пе"», «Обустройство Харьягинского нефтяного месторождения», «Обустройство Самбургского месторождения. Система напорных нефтепроводов "АРКТИКГАЗ". Приемо-сдаточный пункт (ПСП) "АРКТИКГАЗ". Площадка ПСП».

КОНСТРУКЦИЯ НАСЫПИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА



**Рисунок 1 – Пример конструкции насыпи с использованием
теплоизоляционного материала**

При использовании теплоизоляционных плит в неблагоприятных грунтово-гидрологических условиях для снижения морозного пучения эффект от их применения может быть получен за счет:

- уменьшения объема качественных материалов, используемых в насыпи для обеспечения ее морозоустойчивости;
- возможности использования в верхней части земляного полотна местных пучинистых грунтов;
- уменьшение земляных работ, связанных с заменой пучинистого грунта в выемках либо в нулевых отметках и, как следствие, сокращение сроков строительства;
- повышение долговечности конструкции вследствие исключения периодически возникающих деформаций морозного пучения;
- возможности понижения рабочих отметок насыпей на участках, где при традиционных конструкциях действуют ограничения СНиП по минимальному возвышению насыпи над уровнем подземных и поверхностных вод, а так же над уровнем земли.

Эффект от применения плит в районах распространения вечномерзлых грунтов может быть получен за счет:

- уменьшения объемов привозных грунтов при сооружении земляного полотна;

- обеспечение возможности использования в земляном полотне грунта с любой степенью увлажнения в виде мерзло-комковатого материала;

- уменьшения рабочих отметок насыпей, сооружаемых в зоне мерзлоты с соответствующим уменьшением объемов земляных работ и сокращением сроков строительства.

Так же, для защиты откосных частей, насыпей, обваловок, строительных площадок от эрозии применяются геосинтетические материалы. Эти материалы применяются в качестве армирующих составляющих при строительстве, в том числе для создания устойчивого растительного покрова с целью предотвращения эрозийных процессов земляных сооружений. Эти материалы выполняют функции фильтрации и дренажа в конструкциях.

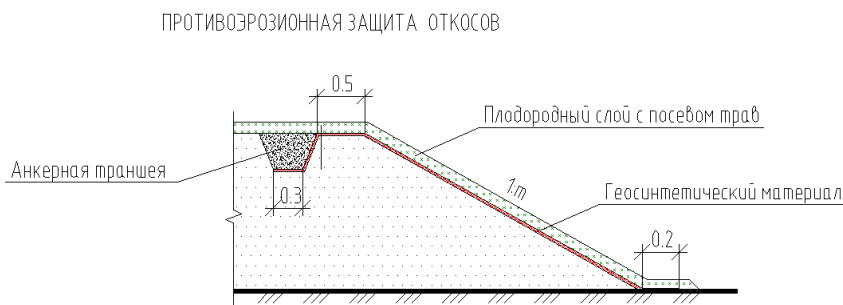


Рисунок 2 – Пример конструкции противоэрозионной защиты откосов с использованием геосинтетических материалов

Противоэрозионная защита откосов применяется на всех объектах проектируемых институтом.

Геосинтетические материалы широко применяются при проектировании на болотах I, II, III типов для предотвращения выдавливания болотистого грунта в тело земляного полотна и снижение осадки насыпи. Применение геосинтетических материалов при строительстве позволяет обойтись без использования лежневого настила.

КОНСТРУКЦИЯ НАСЫПИ НА БОЛОТЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОСИНТЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В ОСНОВАНИИ

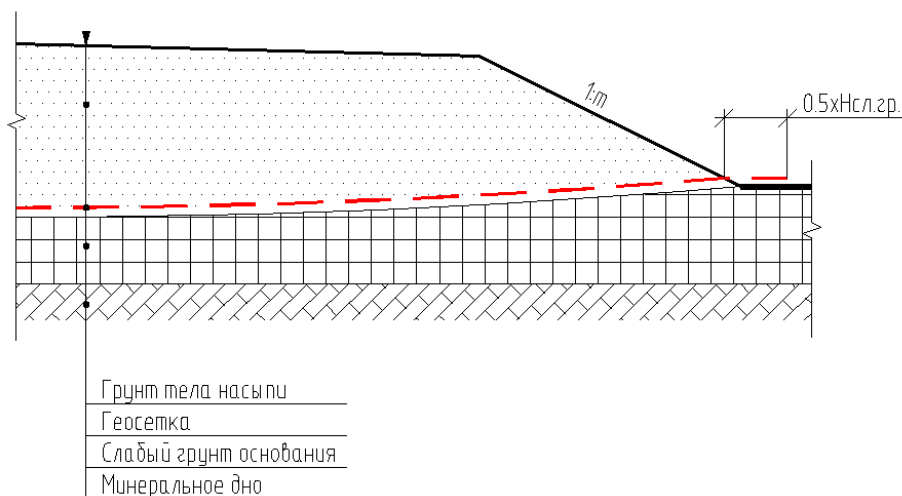


Рисунок 3 – Пример конструкции насыпи с использованием геосинтетических материалов

Использование геосинтетических материалов в основании насыпи на болоте было использовано на объектах «Обустройства кустовых площадок Харампурского месторождения, Барсуковского месторождения, Пашнинском нефтяном месторождении, Тарасовском месторождении, Губкинском месторождении» и т.д.

Применение геосеток для армирования земполотна насыпных площадок позволяет увеличить их несущую способность, равномерно распределять нагрузку на земляное полотно и избегать просадок и расплывания насыпей в условиях отсутствия на месторождении кондиционных песков и переувлажнения насыпей. Применение геосеток для укрепления откосов позволяет избегать потерь грунта от водной и ветровой эрозии, которые могут достигнуть до 5% объемов насыпей, предотвращает их разрушение, способствует их естественному зарастанию.

Список использованных источников:

1. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
2. Отраслевой дорожный регламент «Рекомендации по применению геосинтетических материалов при строительстве и ремонте автомобильных дорог»;
3. ОДМ 218.3.032-2013 «Методические рекомендации по усилению конструктивных элементов автомобильных дорог пространственными георешетками (геосотами)»;
4. ВСН 84-89 «Изыскания, проектирование и строительство автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты»
5. ВСН 26-90 «Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири»

Медведева О.Р.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЕНСАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ

Газовая промышленность является одной из стратегических отраслей, определяющих экономическое развитие и безопасность России. Это обусловлено быстрым ростом потребностей в энергоресурсах и невозможностью удовлетворения увеличивающегося спроса в полной мере альтернативными источниками (замораживание развития атомной энергетики, стабилизация добычи нефти и низкие темпы наращивания добычи угля).

В отрасли вопросы обеспечения надежности и безопасной эксплуатации газовых объектов являются наиболее актуальными, и им придается большое значение, особенно, на газотранспортных системах и объектах, срок службы которых практически исчерпан и которые требуют капитального ремонта или реконструкции. Это сопряжено со значительными капитальными затратами и при создавшейся финансовой ситуации в отрасли представляется крайне проблематичным.

Компрессорные и газораспределительные станции являются важнейшим звеном системы газоснабжения, осуществляющим подготовку и распределение газа между потребителями в России и СНГ. В настоящее время в России эксплуатируется более 211 компрессорных станций и порядка 3912 газораспределительных станций, из которых 224 находится в эксплуатации свыше 40 лет и нуждается в оценке технического состояния их оборудования, в его реконструкции и замене, а 1418 в эксплуатации 20 - 40 лет. Ежегодно вводятся в эксплуатацию около 50 газораспределительных станций. Большое количество газораспределительных станций проходят полную или частичную реконструкцию с заменой отдельных видов оборудования и расширением возможностей эксплуатируемого оборудования в связи с изменением параметров давления и расхода.

Как показала практика эксплуатации, конструкции технологических трубопроводов компрессорных и газораспределительных станций не обеспечивает длительную безаварийную работу, т.е. работу без разрушений. На сегодняшний день вопросы повышения несущей способности технологических обвязок по статическим нагрузкам решаются за счет увеличения толщины стенки трубы.

В настоящее время разработка научно обоснованных способов и технических средств, предупреждающих аварийные ситуации, обеспечивающих устойчивость и живучесть газопроводов, снижающих уровень нагрузок, является одной из актуальных проблем для отрасли.

Сифонные компенсаторы широко используются в мировой практике в судостроительной, авиационной, химической, нефтяной и ряде других отраслей промышленности.

Решение использовать сифонные компенсаторы в газовой отрасли поставило перед специалистами новые задачи по созданию уникальных компенсаторов, рассчитанных на большие диаметры, высокие давления и температуры рабочей среды, воспринимающих различные виды длительных нагрузок в особо тяжелых условиях эксплуатации.

В данной работе приводятся новые решения, позволяющие использовать сифонные компенсаторы на выходных газопроводах газораспределительных станций, что позволит повысить надежность обвязочных трубопроводов во время эксплуатации газораспределительных станций.

Проведен комплекс расчетно-теоретических исследований.

В настоящее время наиболее распространенным методом компенсации температурных деформаций трубопроводов является самокомпенсация. Она достигается такой конфигурацией трубопровода, которая обеспечивает при нагревании и под действием внутреннего давления удлинения труб без передачи чрезмерных усилий на опоры и технологическое оборудование и без появления в металле труб опасных напряжений. В процессе самокомпенсации происходит изгиб как прямолинейных, так и криволинейных участков, напряженное состояние которых резко отличается от прямых труб.

Трубопроводные системы, работающие в условиях самокомпенсации, подвержены воздействию не только однократных нагрузжений. При пуске и остановке, а также *при* изменении температуры транспортируемых продуктов трубопроводные системы подвергаются повторным нагружениям и, следовательно, в прямолинейных и криволинейных участках появляются переменные напряжения.

Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов можно разделить на две группы:

1. Измерение геометрических характеристик фактического положения технологических трубопроводов, с целью определения отклонения их от положения проектного. При этом для надземной части все измерения проводятся нивелированием и рулеткой, а положение подземных трубопроводов в плане и по глубине - с помощью трассискателя типа С- БСАМ

2. Непрерывный тензометрический контроль деформаций трубопроводов в опасных и характерных сечениях. Для этого на поверхности труб наклеивают тензодатчики; через тензоусилитель деформации записываются на каком-либо регистрирующем приборе (Н-399, КСП-4 и т.п.).

Первая группа измерений позволяет получить фактическое положение трубопроводов и их отклонение от проектного положения. На основе этой информации составляется расчетная схема, реально учитывающая все нагрузки и перемещения, и методами строительной механики или численными методами механики сплошной среды производится анализ напряженно-деформированного состояния трубопроводов на момент выполнения измерений.

Вторая группа измерений позволяет контролировать изменение уровня механических напряжений в любой момент времени на

регистрирующей аппаратуре. Так при сезонном пучении, будет наблюдаться увеличение механических напряжений в опасных сечениях. При достижении предельных значений, предварительно обозначенных на шкале прибора, эксплуатация газового объекта должна быть прекращена.

Надежная и эффективная эксплуатация трубопроводной системы может быть обеспечена при выполнении следующих условий:

- Расчетным и экспериментальным обеспечением заданных показателей длительной прочности на стадии проектирования;
- Строгим соблюдением технологии изготовления трубопроводных конструкций, исключением технологических дефектов, дефектоскопией перед началом эксплуатации;
- Соблюдением проектных режимов эксплуатации, сроков и качества регламентных работ, изучением расхода ресурса системы в процессе эксплуатации на основе данных дефектоскопии, оценки индивидуальной нагруженности.

Дополнительный экономический эффект может дать эксплуатация трубопроводной системы по техническому состоянию. Этот эффект достигается за счет сокращения затрат на регламентные работы, увеличения сроков эксплуатации по сравнению с проектными, предупреждения аварий.

Выполнение поставленных выше условий осуществимо комплексными средствами. Расчетная оценка полей деформаций и напряжений, возникающих при действии эксплуатационных факторов, является важной составной частью этих средств.

Сильфонный компенсатор представляет собой конструкцию, состоящую из сильфона, присоединительной, ограничительной арматуры и шарнирного узла.

Сильфон - многослойная гофрированная гибкая оболочка. Присоединительная арматура - патрубок под сварное присоединение к трубопроводу.

Ограничительная арматура - фланец с тягами.

Шарнирный узел - пара вращения представляющая собой подшипник скольжения без смазки и состоящий из проушин, соединенных осью. Сильфон изготавливается из тонколистовой рулонной стали:

- два слоя со стороны окружающей среды и два слоя со стороны проводимой среды - сталь марки 05X18H10T толщиной 0,5 мм;

- внутренние слои - сталь 08КП толщиной 0,5 мм.
Присоединительная арматура - концевые патрубки изготавливаются из сортаментов стали марок 09Г2С или 17Г1С.

Ограничительная арматура изготавливается из сортаментов стали марок:

- фланец, тяги с проушинами - сталь 09Г2С, 17Г1С или сталь 20;
- ось шарнирного узла - сталь 40Х.

В процессе эксплуатации сильфонного компенсатора, наиболее нагруженными элементами конструкции, нуждающимися в расчетных оценках их несущей способности, являются сильфон, сварное соединение основания с патрубком, тяга, вилка и ось шарнирного узла. Основными нагрузками, влияющими на напряженно деформированное состояние этих элементов конструкции, являются избыточное рабочее давление $P_y = 1,6 \text{ МПа}$ и изгибающие моменты, возникающие вследствие температурных деформаций трубопроводов и подвижек грунта в месте прокладки трубопроводов. Температурные деформации самого сильфонного компенсатора, ввиду малого, относительно габаритных размеров компенсатора (длина менее 1м), температурного перепада ($\Delta T < 35^\circ\text{C}$), не оказывают какого-либо заметного влияния на напряженно деформированное состояние конструкции.

Таким образом, при оценке прочности конструкции сильфонных компенсаторов в условиях реального нагружения достаточно во всех расчетных случаях учесть при моделировании нагрузок вклады от рабочего внутреннего давления (P_y) и изгибающих моментов, определяемых ограничениями на максимальный угол поворота сечений компенсатора в соответствии с требованиями технического задания ($\gamma = 7^\circ$).

При построении конечно-элементных моделей геометрические размеры деталей конструкции сильфонного компенсатора брались в соответствии с КД [9].

Расчет сильфона

Расчетная трехмерная модель сильфона с приваренными патрубками, построенная автором [16] и приведена на рис.2.1.



Рисунок 2.1 – Расчетная модель сильфона

Проведем расчет трубопроводов объекта «Газопровод от АГРС «Урожай-30» до АГРС «Урожай-25». Система обвязочных трубопроводов автоматизированной газораспределительной станции «Урожай-25» достаточно сложна для расчетов. Поэтому Газораспределительная станция была смоделирована с помощью расчетной программы СТАРТ, которая позволяет сделать полный расчет нагрузок, перемещений и напряжений.

В точке подключения к существующему газопроводу автоматизированной газораспределительной станции «Урожай-25» возникают напряжения. Полученные в результате расчетов качественные и количественные оценки напряженно деформированного состояния конструкции позволяют сделать заключение о том, что установка сильфонных компенсаторов на выходные трубопроводы приведет к снижению напряжений, возникающих в трубопроводах при действии рабочих нагрузок.

Проведенные в работе расчеты показали, что применение на газопроводах газораспределительных станций компенсаторов сильфонного типа позволяет компенсировать неконтролируемые отклонения трубопроводов от проектного положения, возникающие в

результате перепадов температур, а также предотвратить нагрузки от вибраций и перепадов температур.

Принятые проектные решения позволяют обеспечить устойчивость трубопровода, что снизит возможность возникновения аварий на газопроводах.

В настоящее время объект «Газопровод от АГРС «Урожай-30» до АГРС «Урожай-25», при проектировании которого применялся расчет устойчивости трубопровода при применении сильфонных компенсаторов, готовится к отправке на Главгосэкспертизу.

Список используемых источников:

1. Алёшин В.В., Селезнёв В.Е., Клишин Г.С., Жеков К.Н. Анпилов В.Н. Практическая технология комплексной оценки состояния трубопроводов. - Ж.: «САПР и графика» №7, 1999г., с.58-62.
2. Газовые сети и газохранилища: Учебное пособие./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2004. – 208 с.
3. Гильзин С.К., Айбиндер А.Б. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления, при воздействии температуры и внутреннего давления. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. 1977г. стр.31-40 (Тр. ВНИИСТ, вып.35).
4. Гильзин С.К., Айбиндер А.Б. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления, при воздействии температуры и внутреннего давления. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. 1977г. стр.31-40 (Тр. ВНИИСТ, вып.35).
5. Кулухов В.И., Ботов В.М., Калявин В.В., Степанов И.В. «Анализ конструктивного исполнения сильфонных компенсаторов в трубопроводных конструкциях», сборник научных трудов ВНИИГАЗа «Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем», М., 1998г.
6. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы [Текст]/Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1985.
7. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей./Под редакцией инж. А.А. Николаева. – М., 2007 г.
8. Степанов И.В. «Повышение устойчивости трубопроводов компрессорных и газораспределительных станций на основе компенсационных устройств»: дис.канд.техн.наук. ООО «Научно-

Таранов А.С., Ермолаев А.И.

К ВОПРОСУ О НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Северные территории Тюменской области являются основным газонефтедобывающим регионом России, где в настоящее время добывается свыше 90% природного газа и 30% российской нефти. Перебои в работе предприятий добычи нефти и газа имеют негативные последствия не только для предприятия, но и для некоторых регионов России и, в какой-то степени, для страны в целом. Остановка производственного цикла предприятий добычи нефти и газа оборачивается весомыми материальными ущербами, связанными с нарушением договорных обязательств и наложением штрафов, величина которых может превысить стоимость недопоставленной продукции. Один из рисков наступления аварийного режима для потребителей с непрерывным технологическим процессом является потеря напряжения в линиях электроснабжения. Соответственно при проектировании объектов нефтегазодобычи приоритетным является разработка технологического решения, позволяющего минимизировать эти риски.

Исходные требования к надежности электроснабжения базируются на условной разбивке электроприемников потребителей на ряд категорий. Эта разбивка отражена в Правилах устройства электроустановок п. 1.2.18 и выполнена на основе общих соображений относительно последствий для потребителей при возникновении внезапных перерывов их электроснабжения:

- электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения;

- электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;

- электроприемники третьей категории - все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

В результате, при решении реальных задач, классификация конкретных электроприемников фактически находится в руках специалистов проектной организации. В условиях многообразия электроприемников, технологических процессов и уровня квалификации специалистов проектной организации, не исключены ошибки, последствия которых выявляются только в процессе функционирования системы электроснабжения.

Из нормативно-технической документации (НТД) на данный момент для определения категории надежности электроснабжения нефтяных промыслов в ЗАО «ТюменьНИПИнефть» используется ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», а при проектировании объектов ОАО «Газпром» и ОАО «Транснефть» - соответствующими внутренними стандартами. Документ ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» с начала своего существования не актуализировался, в нем отсутствуют указания по многим электроприемникам, которые применяются в процессе проектирования технологической части.

Для газовых месторождений и объектов добычи газа в целом действующая нормативно-техническая документация отсутствует в принципе, за исключением внутренних стандартов предприятия, таких как СТО 2-6.2-149-2007 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром».

При такой ситуации определение категории по обеспечению надежности электроснабжения выполняет проектная организация по согласованию с заказчиком, причем решающее значение имеет мнение заказчика (владельца) проектируемого объекта, т.е. потребители сами должны определять необходимую им категорию, опираясь в большей части на Правила устройства электроустановок. Положения Правил

устройства электроустановок не учитывают в полной мере влияние на надежность электроснабжения потребителей кратковременных (секунды и доли секунды) перерывов питания, в том числе частичных, и соответственно не содержат требований к независимости источников питания на таких коротких интервалах времени. Кроме того, положения Правил устройства электроустановок не учитывают более жесткие требования к электроприемникам опасных производственных объектов, поэтому к потребителям должны быть дополнительно предъявлены требования обеспечения собственного функционирования, соответствующие их классу (или запросу) надежности, при кратковременных нарушениях питания.

Данные задачи предполагают проектирование схем внешнего и особенно внутреннего электроснабжения, а также местной сетевой и технологической автоматики для учета возможного влияния аварийных режимов энергосистемы.

Например, при разработке схемы внешнего и внутреннего электроснабжения куста добывающих скважин с механизированной добычей нефти из практики проектирования объектов различных заказчиков, возможно электроснабжение потребителей электроэнергии куста скважин по всем трем категориям электроснабжения.

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» п. 2.346 категории электроприемников нефтяных промыслов в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним по надежности электроснабжения должны приниматься по табл. 5, а по другим нефтедобывающим районам страны - по табл. 6.

Таблица 5. Категории электроприемников по надежности электроснабжения нефтяных промыслов в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним

№ п.п.	Наименование электроприемников	Категория
4	Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	1

Исходя из табл. 5 (для районов Крайнего Севера и приравненных к ним) потребители кустов добывающих скважин с механизированной

(насосной и газлифтной) добычей нефти относятся к первой категории надежности электроснабжения. Для других нефтедобывающих районов по табл. 6 потребители кустов добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти относятся ко второй категории надежности электроснабжения.

Таблица 6. Категория электроприемников по надежности нефтяных промыслов других нефтедобывающих районов страны

№п.п.	Наименование электроприемников	Категория
4	Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	2

Условия обеспечения определенной категории надежности электроснабжения описаны в Правилах устройства электроустановок п. 1.2.19-1.2.21:

- электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения;

- электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

- для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены

поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Чаще всего проектируемые объекты нефтяных месторождений находятся на территории Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, и согласно табл. 5 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» должны быть обеспечены электроснабжением по первой категории надежности электроснабжения.

Типовая схема электроснабжения куста добывающих скважин с механизированной добычей нефти по первой категории надежности электроснабжения приведена на рис. 1.

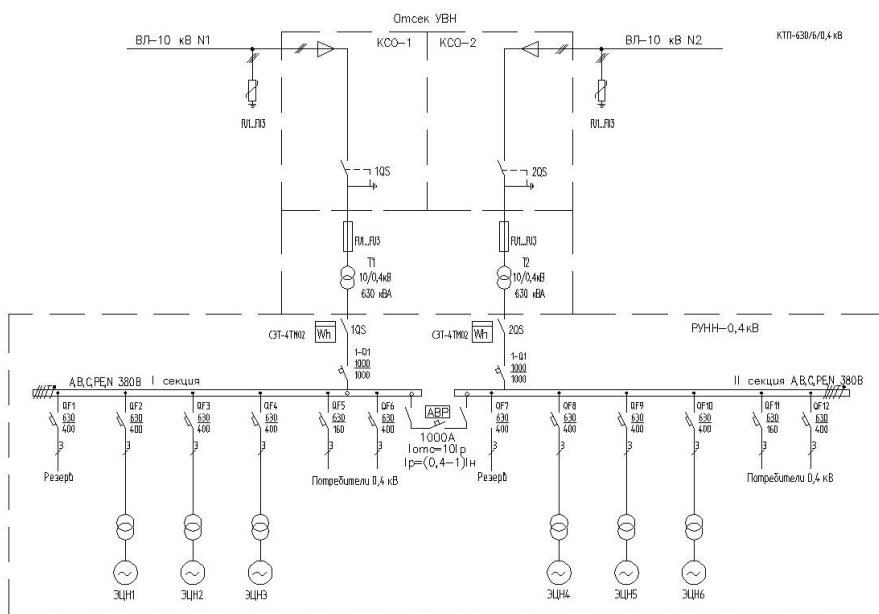


Рисунок 1 – Схема электроснабжения кустовой площадки по первой категории в отношении надежности электроснабжения

При применении данной схемы все потребители куста скважин (насосы добывающих скважин, технологическое оборудование, автоматизация, системы охранно-пожарной сигнализации) получают питание по первой категории надежности электроснабжения.

Электроснабжение по первой категории надежности электроснабжения обеспечивается двумя линиями ВЛ 6(10) кВ, подключаемых к разным секциям источника электроснабжения, и применением двухтрансформаторной подстанции КТП 6(10)/0,4 кВ с АВР по стороне 0,4 кВ. Оба трансформатора 6(10)/0,4 кВ выбираются на полную нагрузку всех потребителей электроэнергии куста скважин и при отключении одной из линий ВЛ 6(10) кВ, либо при выходе из строя одного из трансформаторов, всю нагрузку принимает на себя второй трансформатор.

Данная схема минимизирует риски связанные с возможными авариями в системе электроснабжения и соответствующими рисками по остановке добычи нефти и недоотпуску продукции.

Отступление от требований ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» возможно при условии представления данного требования от заказчика в техническом задании на проектирование объекта, либо в технических условиях на электроснабжение. При этом заказчик экономит часть капитальных затрат при строительстве и эксплуатации, но все риски связанные с остановкой части промысла и соответственно с сокращением добычи нефти на время восстановления электроснабжения берет на себя. Чаще всего это применяется для кустов скважин с небольшим объемом добычи нефти.

Типовая схема электроснабжения куста добывающих скважин с механизированной добычей нефти по второй категории надежности электроснабжения приведена на рис. 2. При применении данной схемы все потребители куста скважин (технологическое оборудование, автоматизация, системы охранно-пожарной сигнализации) получают питание по первой категории надежности электроснабжения, но насосы добывающих скважин получают питание по второй категории надежности электроснабжения.

Электроснабжение по второй категории надежности электроснабжения обеспечивается двумя линиями ВЛ 6(10) кВ, подключаемых к разным секциям источника электроснабжения, и применением двух однотрансформаторных подстанций КТП 6(10)/0,4 кВ, АВР предусматривается на стороне 6 кВ. При отключении одной из линий ВЛ 6(10) кВ электроснабжение не прерывается. Трансформаторы 6(10)/0,4 кВ не выбираются на полную нагрузку всех потребителей электроэнергии куста скважин, и при выходе из строя

одного из трансформаторов, электроснабжение части потребителей прерывается на время восстановления питания. Электроснабжение автоматизации, систем охранно-пожарной сигнализации и других электроприемников, требующих первой категории надежности электроснабжения, обеспечивается питанием от щитов 0,4 кВ с АВР, получающим питание от обоих трансформаторов. Таким образом при выходе из строя одного из трансформаторов электроснабжение электроприемников, требующих первой категории надежности электроснабжения, не прерывается.

При данной схеме риски связанные с возможными авариями в системе электроснабжения также минимальны. Но в связи с возможной необходимостью замены трансформатора, есть риск остановки части добычи куста скважин в течении 24 ч и соответственно недоотпуска продукции.

Типовая схема электроснабжения куста добывающих скважин с механизированной добычей нефти по третьей категории надежности электроснабжения приведена на рис. 3. При применении данной схемы все потребители куста скважин (технологическое оборудование) получают питание по третьей категории надежности электроснабжения, но при этом оборудование автоматики и системы охранно-пожарной сигнализации необходимые для безаварийной остановки производства получают питание от дополнительного бесперебойного источника электроснабжения.

Электроснабжение по третьей категории надежности электроснабжения обеспечивается одной линией ВЛ 6(10) кВ, и применением однотрансформаторной подстанции КТП 6(10)/0,4 кВ. При отключении линии ВЛ 6(10) кВ, либо при выходе из строя трансформатора, электроснабжение потребителей прерывается на время восстановления питания. Электроснабжение автоматизации, систем охранно-пожарной сигнализации и других электроприемников, требующих первой категории надежности электроснабжения, обеспечивается питанием от дополнительного бесперебойного источника электроснабжения.

При данной схеме риски связанные с возможными авариями в системе электроснабжения больше, чем при первых двух вариантах электроснабжения. При низких объемах добычи на кусте скважин данная схема обоснована, так как заказчик экономит на строительстве второй линии ВЛ 6(10) кВ и установке второй КТП 6(10)/0,4 кВ.

Также возможно снижение рисков при установке передвижной или стационарной дизельной электростанции.

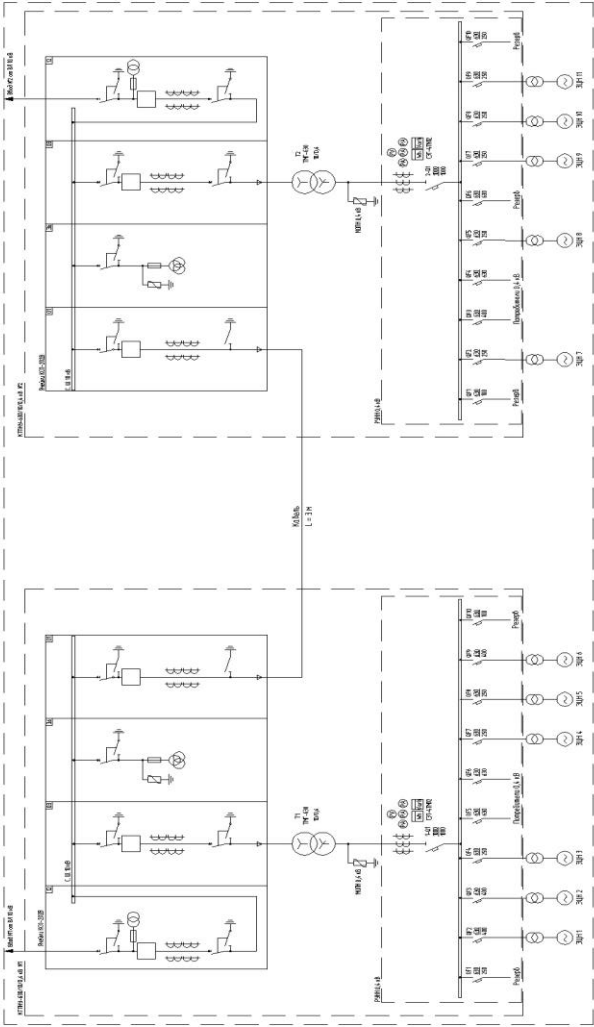


Рисунок 2 – Схема электроснабжения кустовой площадки по второй категории в отношении надежности электроснабжения

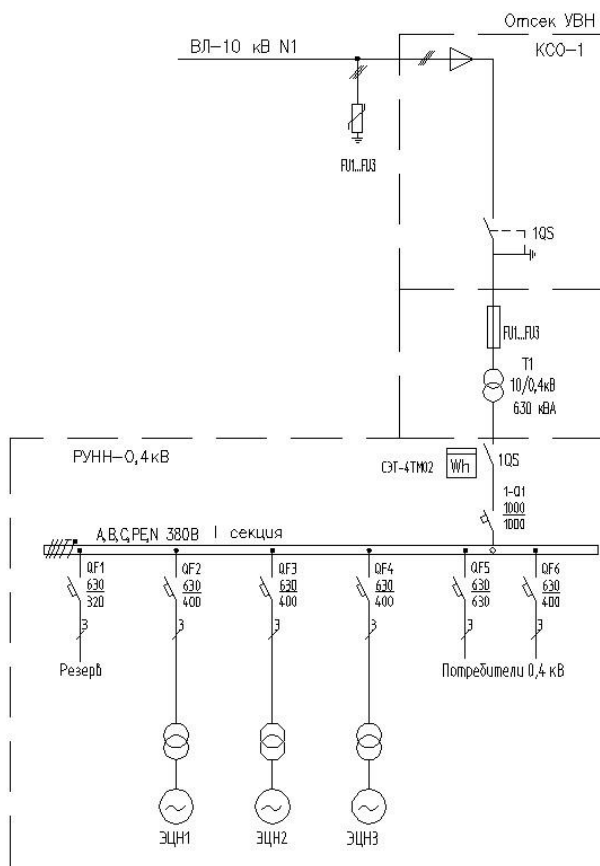


Рисунок 3 – Схема электроснабжения кустовой площадки по третьей категории в отношении надежности электроснабжения

Таким образом, на сегодняшний день при выборе схемы электроснабжения заказчик основывает свой выбор в первую очередь на экономических параметрах, чем на требованиях нормативно-технической документации, при условии, что отступление от требований возможно и обосновано.

Кратковременные нарушения, новые разработки в технологии и актуализация норм в области промышленной безопасности

вынуждают уточнить требования к бесперебойности электроснабжения, особенно для потребителей с непрерывным технологическим процессом. Рациональный уровень надежности передачи и распределения электроэнергии, по отношению к потребителю системы, необходимо привести в соответствие с уровнем надежности бесперебойной работы технологического процесса с учетом требований к опасным производственным объектам, а также уровнем технологического резервирования. Это потребует как минимум пересмотра существующих или разработки новых норм технологического проектирования систем электроснабжения, в нормах должны быть четко определены критерии или даны указания по определению категорий надежности электроснабжения для потребителей нефтяной и газовой промышленности.

Список использованных источников:

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е изд.
2. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения.
3. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
4. Розанов М.Н. Надежность систем энергетики и их оборудования. Энергоатомиздат, 1997г.
5. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. Энергоатомиздат, 1989г.
6. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. Энергоатомиздат, 1990г.

Шуркевич Д.А.

УПРАВЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРОЙ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В настоящее время разработка месторождений на полуострове Ямал переходит от пионерного к промышленному этапу освоения, при этом, очень важно учитывать весь комплекс взаимосвязанных

факторов как природного, так и техногенного характера, влияющих на безопасность объектов строительства. Проектирование объектов нефтяной и газовой отрасли, строительство которых предусмотрено в специфических природно – климатических и ландшафтно-геологических условиях северных широт, требует тщательного подхода к выбору основных технологических решений [1, 2, 3]. Для учета многообразия факторов требуется разработка методологии по изучению этих особенностей и составление рекомендаций для предотвращения негативных последствий, связанных со сложными природными условиями.

В настоящее время на полуострове Ямал разрабатывается Новопортовское месторождение, которое находится на юго-востоке полуострова Ямал в Южно-Ямальской геокриологической области (Рис.1). Она расположена в зоне практически сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), имеющих монолитное строение [4]. Талые породы здесь развиты в основном под акваторией озер, а также непосредственно под руслами рек, причем под крупными озерами и руслами наиболее мощных рек существуют сквозные талики.

Целью данной работы является исследование геокриологических условий и прогноз их изменения при освоении территории Новопортовского месторождения для принятия управленческих и технологических решений с учетом данных инженерно-геологических изысканий.

Температура многолетнемерзлых грунтов исследуемой территории, на подошве слоя нулевых годовых колебаний изменяется в широких пределах: от -2 до -7 °C [4, 5]. Наиболее низкие температуры формируются в самых северных районах области. Они встречаются крайне редко и зафиксированы лишь к северу от широты озер Яррото на возвышенных участках салехардской равнины со слабым травянистым, реже моховым покровом. В зимнее время мощность снежного покрова на этих участках составляет всего несколько сантиметров. На большей же части севера Тюменской области минеральные грунты имеют среднегодовую температуру $-4 \dots -6$ °C, а в южных $-3 \dots -4,5$ °C. Геоизотерма -5 °C протягивается от широты излучины р. Щучья к среднему течению р. Хадытаяха и подходит к берегу Обской губы в районе пос. Новый Порт. На участках распространения бугристо-полигональных торфяников, занимающих достаточно большие площади на междуречье р. Ядаяходыха и

Танлова, наблюдается формирование более высоких температур, чем на прилегающих территориях, сложенных минеральными грунтами. Здесь они обычно на 0,6-1,0° выше и составляют –4...–4,4 °С.



Рисунок 1 – Карта-схема расположения Новопортновского нефтегазоконденсатного месторождения

Среди криогенных процессов наиболее распространено сезонное протаивание ММГ. Со слоем сезонного протаивания связаны солифлюкционные процессы, которые приурочены к переувлажненным глинистым грунтам. Они развиваются на склонах водораздельных равнин со слабым растительным покровом. На пологих, в достаточной степени дренированных междуречных равнинах и террасах, сложенных суглинками, формируются пятна-медальоны, диаметр которых обычно не превышает 1 м. В пределах района исследования интенсивно протекают процессы морозобойного растрескивания грунтов, которые развиты на всех геоморфологических уровнях. Широкое распространение имеют процессы сезонного и многолетнемерзлого пучения грунтов.

Инженерно-геокриологические условия Южно-Ямальской области достаточно сложные. Они наиболее благоприятны в районах развития песчаных, обычно, наименее льдистых пород. Наибольшая сложность свойственна южной части области, где широко развиты относительно высокотемпературные сильнольдистые грунты различного состава и активно протекали и протекают термокарстовые процессы.

Особенностью проектирования и разработки месторождений в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов является учет их состояния при строительстве и эксплуатации объектов нефтегазовой промышленности [2, 3]. Для поэтапного анализа и регламентации всего комплекса работ необходимы нормативные документы, основой которых являются разработанные методические указания. Их разработка должна базироваться на существующей в настоящее время нормативно-технической и научной литературе, в которой отражен опыт проектирования объектов в арктических условиях.

В методических указаниях, разработанных нами, приводится методология и порядок подготовки к выбору основных технологических решений при проектировании объектов нефтяной и газовой отрасли в специфических природно-климатических условиях северных широт, основной задачей которых является снижение интенсивности растепления мерзлоты. В них также предложены методика проведения мониторинга ММГ, обоснование оптимального крепления ствола скважины, исходя из эксплуатационных целей и определение требований к обсадным трубам кондуктора по критическому давлению смятия.

Наиболее важной частью научно-исследовательских работ является анализ растепления верхнего, наиболее льдистого слоя ММГ при

бурении и эксплуатации скважин, для чего необходим комплекс мероприятий, включающий данные, получаемые как в естественных природных условиях, так и расчетными методами. Для прогнозирования и управления температурой ММГ требуются теплотехнические расчеты, учитывающие естественные условия и техногенное воздействие при бурении скважин. Данные о существующих инженерно-геокриологических условиях получают при проведении инженерно-геологических изысканий. Они являются основой при проведении теплотехнических расчетов, направленных на прогноз изменения температуры ММГ.

Техногенное воздействие при бурении скважин заключается в увеличении теплового потока и температуры ММГ при бурении и эксплуатации. При переходе в положительный диапазон температур, многолетнемерзлотные грунты меняют фазовое состояние и переходят из твердого состояния в жидкое. Лдьистые ММГ резко теряют несущую способность. При таянии сильнольdistых ММГ образуются просадки и приустьевые воронки вокруг скважин. Следствием может быть смятие или разрыв трубы скважины, деформации элементов инфраструктуры на кустовой площадке.

Для предотвращения растепления ММГ в приустьевой зоне скважин предусматривается ряд технических решений. Для уменьшения влияния флюидов с положительной температурой в добывающей скважине применяются теплоизоляционные материалы. Из совокупности конструктивных элементов скважины, наиболее уязвимыми при установке их в многолетнемерзлотные грунты, являются верхние элементы, закрепляемые в наиболее льdistых грунтах. В этой связи повышенное внимание уделяется колонне-направлению, опускаемой для крепления верхних, наиболее неустойчивых при оттаивании ММГ, на глубину 20-40 м. Для колонны-направления необходимо рассмотреть методы снижения теплового воздействия на ММГ с применением теплоизоляции. Колонна-кондуктор опускается для крепления ММГ на всю глубину их залегания (до 200 м). В настоящее время разработаны несколько типов обсадных термоизолированных колонн для теплоизоляции нефтяных скважин. Они используются как направляющие устройства при бурении нефтяных скважин, предотвращают растепление ММГ и обеспечивают устойчивое положение устьев скважин.

При наиболее неблагоприятных условиях (сильнольdistые ММГ, залежеобразующие льды, криопеги и др.) необходимы технические

мероприятия с использованием пассивной теплоизоляции, дополненные термостабилизацией грунтов добывающих скважин. Для термостабилизации ММГ применяются сезонные охлаждающие устройства, работающие с использованием естественного холода (отрицательных температур) в зимний период года (Рис.1).

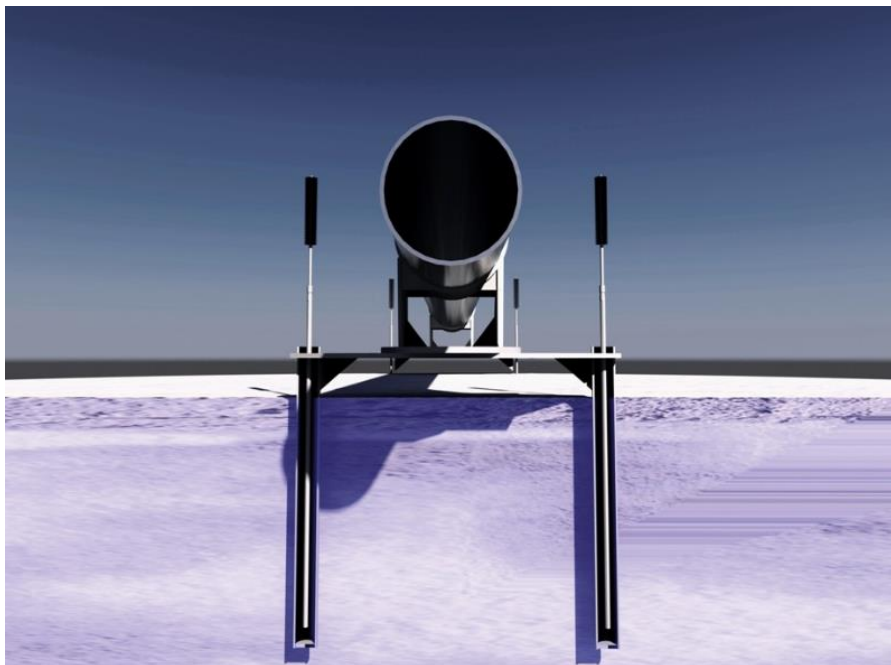


Рисунок 2 – Устройство сезонных охлаждающих устройств на линейных трубопроводах

При остановке эксплуатации скважин температура грунтов возвращается к исходному значению. Образовавшаяся при таянии льда вода вновь переходит в лед. Расширение, которое составляет 9% от объема воды при переходе ее в лед, может привести к смятию трубы скважины. Для предотвращения смятия необходима углеродистая сталь для труб нефтяного сортамента, которая обеспечивает увеличенное и гарантируемое сопротивление смятию.

Для слежения за состоянием геокриологической среды в естественных условиях и устойчивостью геотехнических систем проводится мониторинг температуры ММГ и криогенных процессов.

Режимные наблюдения на кустовых площадках добывающих скважин включают слежение за динамикой температурного поля грунтового основания в области влияния на него добывающих скважин и за пределами этого влияния на прилегающих территориях, для разделения роли в этом процессе техногенного и природного факторов. Учет влияния опасных и неблагоприятных криогенных процессов проводится наземными и дистанционными методами. Их влияние наиболее активно проявляется в начальный этап эксплуатации, который составляет от 3 до 5 лет.

Вывод.

Сложность освоения Новопортовского месторождения обусловлена сплошным распространением многолетнемерзлых пород, что требует разработки требований технических решений. Их принятию предшествует комплекс мероприятий, состоящий из нескольких этапов. Основой технических решений являются существующие научные данные о геокриологических условиях месторождения, материалы инженерно-геологических изысканий, теплотехнические расчеты и накопленный опыт освоения смежных территорий.

Список использованных источников:

1. Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах / Под ред. Ю.Я. Вели, В.И. Докучаева, Н.Ф. Федорова. Л.: Стройиздат, 1977. 552 с.
2. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза измерений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами. М.: Стройиздат, 1988. 71 с.
3. СТО Газпром 2-3.2-248-2008. Конструкции эксплуатационных скважин с использованием теплоизолированного направления или верхних теплоизолированных секций кондуктора в зонах ММП. Технические требования. М.: ИРЦ «Газпром», 2008. 40 с.
4. Баулин В.В., Белопухова Е.Б., Дубиков Г.И. и др. Геокриологические условия Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1967. 215 с.
5. Геокриология СССР. Западная Сибирь / Под ред. Э.Д. Ершова. – М., Недра, 1989. – 456 с.

Приложение А



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Санкт-Петербургский научно-исследовательский центр
экологической безопасности Российской академии наук
(НИЦЭБ РАН)

ул. Корпусная, д.18, Санкт-Петербург, 197110
Телефон: (812) 499-64-54 Факс: (812) 499-64-74
E-mail: Donchenkovk@mail.ru; srces@ecosafety-spb.ru
ОКПО 13173050, ОГРН 1037828012672
ИНН/КПП 7813047368/781301001

24 04 2013 г.

№ 16513-01/ 40

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по эколого - токсикологической оценке буровых шламов

В 2012-2013 годах Научно-исследовательским центром экологической безопасности РАН (г. Санкт-Петербург) с привлечением ряда научно-исследовательских институтов (ФГБУН научно-исследовательский институт радиационной гигиены им. проф. П.В.Рамзаева, Научно-исследовательский испытательный институт военной медицины, ФГБУН «Государственный научно-исследовательский институт озерного и речного рыбного хозяйства» (ГосНИОРХ) и других) были проведены комплексные исследования эколого-токсикологических характеристик буровых шламов, образующихся при бурении нефтяных скважин с применением новых рецептур буровых растворов ОАО «Сургутнефтегаз».

Эколого-токсикологическая оценка средневзвешенных 8 проб буровых шламов (БШ) была проведена в соответствии с СП 2.1.7.1386-03, утвержденными Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 16 июня 2003 года, а также «Критериями отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды», утвержденными Приказом № 511 МПР России от 15.06.2001 г.

Результаты проведенных исследований показали следующее.

– Определение радионуклидного состава и эффективной удельной активности природных радионуклидов буровых шламов выявило, что удельная активность радионуклидов в пробах шламов не превышает 140 Бк/кг. Буровые шламы, рассматриваемые в настоящей работе в качестве строительного материала, содержащего природные радионуклиды, по радиационному фактору могут использоваться для любого вида строительных работ в качестве строительного сырья и материалов I класса ($A_{эфф}$ до 370 Бк/кг).

– Все пробы исследованных буровых шламов характеризуются щелочной реакцией среды (рН водн. колеблется от 8,3 до 9,1), что обусловлено, как

правило, применяемыми при бурении реагентами. Пробы буровых шламов содержат от 2,36% до 4,23% органического вещества. Содержание подвижных форм питательных элементов – фосфора и калия во всех буровых шламах высокое. Все изученные пробы являются высоко обеспеченными этими питательными элементами и не нуждаются в дополнительном внесении удобрений в случае проведения рекультивационных работ.

- Содержание легкорастворимых солей в пробах шламов колеблется от 0,33 до 1,17%. Электропроводность составляет 235-555 мкСм/см.

- Содержание тяжелых металлов и мышьяка, для которых разработаны и утверждены Минздравом ПДК и ОДК для валовых форм элементов, является безопасным, за исключением незначительно повышенного содержания цинка (в 1,2 раза по сравнению с ОДК) в пробе БШ-5 и меди (в 1,1 раза) в пробах БШ-2 и БШ-7. Однако изучение подвижных форм этих металлов не выявило превышений значений их над ПДК. Таким образом, несмотря на некоторое превышение в этих пробах валового содержания двух видов тяжелых металлов, они находятся в недоступной форме, и в таком виде не могут обладать токсичностью для живых организмов.

Установлено, что практически все пробы буровых шламов характеризуются низким содержанием нефтепродуктов (0,014-0,191%), которое не может служить причиной токсичности шламов. В пробе БШ-5 содержание нефтепродуктов составляет 0,319% (3,19 г/кг). На территории ХМАО согласно действующим нормативам допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах средне-таежной и северо-таежной подзон, после проведения рекультивации на минеральных почвах считается допустимым содержание нефтепродуктов равное 2-15 г/кг, а торфяно-болотных почвах с высокой емкостью катионного обмена – до 100 г/кг. (Постановление Правительства ХМАО-Югра от 10 декабря 2004 г. № 466-П). Таким образом, содержание нефтепродуктов во всех изученных пробах буровых шламов не превышает допустимого уровня.

При установлении класса опасности отходов многокомпонентного или неизвестного состава приоритетность принадлежит экспериментальным методам, которые позволяют определить класс опасности отхода с учетом комплексного действия отходов на здоровье человека и среду его обитания. Сложный компонентный состав буровых шламов обусловил необходимость проведения серии биотестов на организмах с различным уровнем организации. В связи с этим, эколого-токсикологические исследования буровых шламов проводились на микроорганизмах, гидробионтах, высших растениях и теплокровных животных.

Микроорганизмы. Биотестирование буровых шламов проводили согласно методике, разработанной сотрудниками НИЦЭБ РАН. Методика прошла метрологическую сертификацию в ФГУ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» и была включена в Госреестр как М-БШ-01-2004 «Методика определения класса опасности буровых шламов». В качестве тест-

организма использовался комплекс микроорганизмов, содержащийся непосредственно в исследованном шламе. Уровень токсичности определялся по изменению биологической активности загрязненных образцов бурового шлама в сравнении с контролем. Биологическая активность шламов определялась по скорости и интенсивности ответной реакции микроорганизмов исследуемых субстратов на внесение в них глюкозы (так называемая средорегулирующая активность микрофлоры), а также по величине выделяемого углекислого газа, не стимулированного глюкозой (так называемое актуальное дыхание).

Установлено, что все изученные буровые шламы характеризовались более низкой по сравнению с контрольной глиной биологической активностью. Снижение средорегулирующей активности варьировало от 31,6% до 48,0%. Результаты опыта по определению актуального дыхания шламов, не стимулированного глюкозой, подтвердили эти данные: респираторная активность шламов была ниже контрольного уровня в среднем на 31%.

Таким образом, по разработанной шкале токсичности исследованные шламы относятся к IV классу опасности – малоопасные.

Гидробионты. Биотестирование буровых шламов проводилось по аттестованным и общепринятым методикам на организмах различного уровня организации: на дафниях *Daphnia magna Straus* (Методика определения токсичности..., ФР 1.39.2007. 03222), инфузориях *Paramecium caudatum* (Методика определения токсичности..., ФР 1.31.2005.01881) и аквариумных рыбках *Brachydanio rerio* (Методические рекомендации ВНИРО, 1985; Методические указания по разработке нормативов..., 2009; РД 118-02-90). Отнесение буровых шламов к классам опасности осуществлялось согласно «Критериев отнесения отходов...» (приказ МПР № 511) и СП 2.1.7.1386-03.

В результате биотестирования водных вытяжек из буровых шламов с использованием *Daphnia magna Straus* в качестве тест-организма установлено, что по показателю острой токсичности (гибель 50% и более дафний в тестируемых пробах по сравнению с контролем в течение 96 часов) вытяжки из проб БШ-1, БШ-2, БШ-3, БШ-4, БШ-7, БШ-8 были не токсичными. Водные вытяжки из БШ-5 и БШ-6 были токсичными для дафний, но 10-кратное их разбавление снимало токсичность для дафний.

При биотестировании водных вытяжек из буровых шламов с использованием в качестве тест-организма инфузорий *Paramecium caudatum* установлено, водные вытяжки проб БШ-1, БШ-2, БШ-3 являлись не токсичными, а вытяжки проб БШ-4, БШ-5, БШ-6, БШ-7, БШ-8 без разведения оказались токсичными. Разбавление их вытяжек в 100 раз снимало токсичность.

Класс опасности отхода с использованием метода биотестирования водной вытяжки устанавливается по кратности разведения вытяжки, необходимой для устранения токсичности для гидробионтов. Согласно с этим положением, в результате экспериментального метода определения класса опасности буровых шламов с помощью биотестирования их водных вытяжек

на двух представителях гидробионтов из разных систематических групп (дафнии и инфузории) установлено, что пробы БШ-1, БШ-2, БШ-3 могут быть отнесены к 5-му классу опасности, а пробы БШ-4, БШ-5, БШ-6, БШ-7, БШ-8 – к 4-му классу опасности.

Исследование влияния буровых шламов на эмбриональное и постэмбриональное развитие аквариумных рыбок *Brachydanio rerio* выявило, что все образцы шламов не оказали вредного воздействия на икру и личинки рыб. Выживаемость икры и личинок рыб в водных вытяжках буровых шламов составила 100%. Таким образом, для эмбрионального и постэмбрионального развития *Brachydanio rerio* водные вытяжки из всех проб буровых шламов не токсичны.

Высшие растения. Биотестирование буровых шламов (фитотестирование), проведено по Методике определения класса опасности буровых шламов М-БШ-02-2004 (регистрационный код МВИ по Федеральному реестру – ФР.1.39.2004.01104) при выращивании растений непосредственно на буровом шламe. В ходе экспериментов зафиксировано отсутствие токсического воздействия проб буровых шламов на всхожесть и длину корней. Выявлено, что некоторые пробы буровых шламов обладают стимулирующим эффектом.

По результатам определения острого токсического действия буровых шламов на прорастание семян высших растений на субстрате все анализируемые пробы буровых шламов относятся к V классу опасности – практически неопасные.

Теплокровные животные. С целью изучения острой и хронической токсичности буровых шламов для теплокровных животных был применен широкий комплекс методик лабораторного исследования. Острую и хроническую токсичность буровых шламов исследовали в опытах с белыми крысами. Острый токсический эффект буровых шламов изучали при внутрижелудочном введении буровых шламов в дозах 5 и 10 г/кг в течение 14 суток. У экспериментальных животных оценивали общее состояние, динамику массы тела, гематологические показатели, структуру внутренних органов.

Опыты показали, что острое внутрижелудочное введение всех изученных образцов буровых шламов в дозах 5 и 10 г/кг не приводит к гибели млекопитающих, не вызывает развития патологических сдвигов со стороны общего состояния и поведения животных, показателей гемограммы, массы тела, весовых характеристик внутренних органов. Установлено, что LD₅₀ всех изученных образцов буровых шламов превышает 10 г/кг. Поэтому по степени токсичности все изученные буровые шламы по классификации вредных веществ (СП 2.1.7.1386-03) относятся к IV классу опасности химических соединений – малотоксичные.

В результате проведенных экспериментов на живых организмах разного уровня организации установлено, что наиболее чувствительными к действию буровых шламов являются микроорганизмы и инфузории. Высшие растения, теплокровные животные оказались весьма устойчивы к токсическому действию буровых шламов. Согласно нормативных документов («Критерии

отнесения...». 2001; СП 2.1.7.1386-03) и примененных методик установлено, что все пробы буровых шламов могут быть отнесены к IV классу опасности – мало опасные.

Таким образом, проведенная комплексная химико-гигиеническая и токсикологическая оценка буровых шламов, образующихся при бурении нефтяных скважин с применением новых рецептур буровых растворов, позволяет сделать вывод о возможности их использования в качестве грунта в тело насыпи кустовых площадок скважин.

Директор НИЦЭБ РАН, проф.



В.К. Донченко

Приложение Б



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА
(РОСПОТРЕБНАДЗОР)**

Вадковский пер., д. 18, стр. 5 и 7, г. Москва, 127994
Тел.: 8 (499) 973-26-90; Факс: 8 (499) 973-26-43
E-mail: depart@gsen.ru http://www.rosпотребнадзор.ru
ОКПО 00083339 ОГРН 1047796261512
ИНН 7707515984 КПП 770701001

13.06.2013 № 01/6678-13-31
На № 01-15-04-32-526 от 30.05.2013

Первому заместителю
Генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»
А.С. Нурияеву
628415, ХМАО-Югра,
Тюменская область,
г. Сургут,
ул. Григория Кукушницкого,
д. 1, корп. 1

Об использовании буровых шламов

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека рассмотрела Ваше письмо и сообщает, что в соответствии с заключением ФБУЗ «Российский регистр потенциально опасных химических и биологических веществ» Роспотребнадзора от 21.05.2013 № 07/22-595 «Токсиколого-гигиеническая оценка буровых шламов, образующихся при бурении скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» возможно использование буровых шламов, прошедших токсиколого-гигиеническую оценку, в качестве грунта при строительстве тела насыпи площадок скважин.

Заместитель руководителя

Б.И. Кузькин

Бормашов
8 499 973 16 15