

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Сравнительный анализ антикоррозионной защиты для скважинного
погружного оборудования на месторождениях России

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ Р.Ф. Насыров
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, 7 рисунков, 14 таблиц и 19 источников.

АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА, КОРРОЗИЯ, УСИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Объектом исследования является защита от коррозии подземного оборудования.

Цель работы: рассмотреть действенность полимерного антикоррозионного покрытия в условиях осложнённой эксплуатации скважин. Найти и проанализировать возможные варианты защиты от коррозии. Предложить пути увеличения срока службы погружного оборудования.

В работе приведены сведения о геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, сведения о запасах, данные по опытно-промышленным исследованиям.

Сделано предложение по повсеместному внедрению антикоррозионной защиты погружного оборудования.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическая часть	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Орогидрография	6
1.3 Стратиграфия	7
1.4 Тектоника	14
1.5 Нефтегазоводоносность	15
1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды	18
1.7 Коллекторские свойства пластов	22
1.8 Выводы	30
2 Описание технологического процесса	32
3. Специальная часть	33
3.1 Современные представления о коррозии	33
3.2 Сравнительный анализ существующего подхода борьбы с коррозией	45
3.3 Выводы и рекомендации	61
4 Безопасность и экологичность.....	62
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	62
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	63
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	64
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	69
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	71
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	74
4.7 Экологичность проекта	75
Заключение	77
Список сокращений	78

Список использованных источников	79
--	----

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире коррозия металлов и защита их от коррозии является одной из важнейших научно-технических и экономических проблем. Технический прогресс во многих отраслях промышленности тормозится из-за нерешённости ряда коррозионных проблем. Это приобрело особую актуальность в промышленно развитых странах с большим металлофондом и особенно в последние годы в связи с всё более широким использованием в промышленности высокопрочных материалов, особо агрессивных сред, высоких температур и давлений. В этих условиях значительно возрос удельный вес потерь, вызываемых такими опасными формами коррозии, как коррозионное растрескивание, межкристаллитная коррозия, питтинг и др.

Огромны экономические потери от коррозии металлов. Например по последним данным NACE (доклад на 16-м Всемирном конгрессе по коррозии в Пекине в сентябре 2005 года) ущерб от коррозии и затраты на борьбу с ней составили 3,1 % от внутреннего валового продукта (ВВП) (276 млрд. долларов). В Германии этот ущерб составил 2,8 % от ВВП. По оценкам специалистов различных стран эти потери в промышленно развитых странах составляют от 2 до 4 % валового национального продукта. При этом потери металла, включающие массу вышедших из строя металлических конструкций, изделий, оборудования, составляют от 10 до 20 % годового производства стали.

Различают два вида потерь: прямые и косвенные. Прямые – безвозвратные потери металла, стоимость замены оборудования и металлоконструкций, расходы на противокоррозионную защиту. Косвенные – простой оборудования, снижение мощности, снижение качества продукции, расход металла на утолщения стенок и т.п.[1].

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Усинское нефтяное месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми и приурочено к одной из локальных структур Колвинского мегавала - крупнейшей зоны нефтегазонакопления, в пределах которой разрабатываются такие крупные месторождения нефти как Возейское, Харьягинское, Южно-Хыльчующее с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса.

В географическом отношении площадь месторождения составляет часть Печорской низменности в пределах листа Q - 40 - XVI и входит в бассейн нижнего течения р.Колва, правого притока р.Уса, впадающей в р.Печора (рис. 1).

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения введена в промышленную эксплуатацию в 1977 г. Залежь расположена на глубине 1100-1500 м и содержит нефть аномально высокой вязкости (около 700 мПа·с) в карбонатах трещино-кавернозно-порового типа среднего и верхнего карбона и нижней перми.

1.2 Орогидрография

Район месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками от + 50 до +140 м; при этом низкие отметки (40 - 80 м) относятся к урезу р.Колва, пересекающей месторождение почти в меридиональном направлении. Поверхность сильно заболочена с типичной для лесотундровой зоны растительностью: ель, сосна, береза, лиственница. Климат района резко континентальный со среднегодовой температурой (-2,5 °С). Температура меняется от (+30°С) летом до (-55°С) зимой. Среднее количество годовых осадков 450 мм. Реки вскрываются в мае - июне, ледостав в октябре-ноябре.

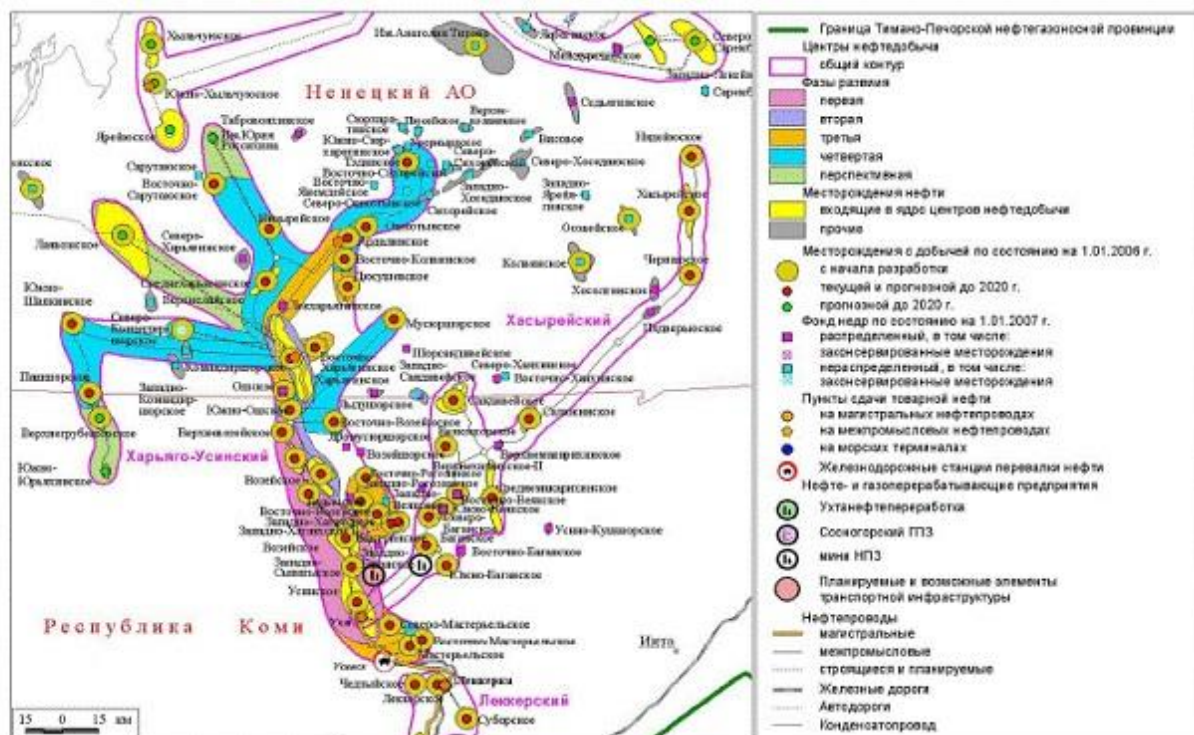


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

1.3 Стратиграфия

Геологический разрез Усинского месторождения изучен от силурийских до четвертичных отложений. Самая глубокая скважина на Усинском поднятии (скважина № 37) при глубине забоя 5005 м вскрыла нижнесилурийские отложения. Общая толщина осадочного чехла ПО сейсмическим данным (Бейрахов) оценивается в 6 км. Осадочный чехол сложен отложениями ордовикского, силурийского, девонского, каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового и четвертичного возрастов.

Палеозойская группа -PZ

Вскрытая мощность палеозойских отложений меняется от 3287 м (скважина № 10) до 4103 м (скважина № 37). Наиболее древние из них датируются силуром.

Силурийская система -S

Отложения силурийской системы на Ясинской площади вскрыты скважинами №№ 10, 24 и 37, мощностью от 408 м до 1073 м и представлены карбонатными отложениями, в основном, известняками скрыто- и

мелкокристаллическими, прослоями глинистыми с редкими пропластками мергелей и доломитов.

Девонская система -D

Отложения девонского возраста представлены всеми отделами: нижним, маломощным средним (вплоть до выпадения разреза) и верхним.

Нижний отдел – D₁

Нижнедевонские отложения повсеместно развиты на площади и представлены карбонатными, глинистыми и сульфатными породами, размытыми в той или иной степени в зависимости от положения относительно палеоподнятий. Мощность отложений меняется от 452м до 848 м.

Средний отдел – D₂

На размытой поверхности отложений нижнего отдела с угловым несогласием залегают осадки среднего отдела, представленные в объеме эйфельского и живетского ярусов. Породы полностью размыты в присводовой и западных частях структуры. Максимально вскрытые мощности до 173 м отмечаются в северной части структуры, где присутствуют отложения обоих ярусов.

Эйфельский ярус - D_{2ef} По своим литологическим особенностям в составе яруса выделяются три пачки: глинисто-алевролитовая, основная песчаная толща и глинисто-карбонатная.

Основная песчаная толща сложена нефтенасыщенными кварцевыми песчаниками светло-серого цвета от тонко- до крупнозернистых, хорошо отсортированными, пористыми с подчиненными прослоями светло-серых, глинистых хлорито-кварцевых алевролитов и алевритистых глин с углефицированным растительным детритом.

Живетский ярус - D_{2 gv}. Старооскольский горизонт - D_{2st} представлен верхней (IV) пачкой, которая распространена в основном в северной и восточной частях структуры. Сложена она кварцевыми нефтенасыщенными песчаниками буровато-серыми от тонко- до грубозернистых и алевролитами с редкими прослоями глин. Мощность отложений составляет до 35 м.

Верхний отдел -D₃.

Верхнедевонские отложения в объеме франского и фаменского ярусов несогласно залегают на породах среднего и нижнего девона и трансгрессивно перекрываются визейскими отложениями нижнего карбона. Мощность отложений меняется от 925 м до 1079 м.

Франский ярус - D₃ f

В объеме яруса выделяются нижне, средне - и верхнефранский подъярусы мощностью от 87 до 234 м.

В составе подъярусов (D₃ f₁- D₃ f₂) выделяются кыновский (тиманский), саргаевский и доманиковый горизонты. Кыновский и саргаевский горизонты представлены глинами зеленовато-серыми, с прослоями известняков и глинистыми темно-серыми мергелями. В нижней части отмечаются прослой алевролитов и плотных тонко- и мелкозернистых песчаников. Мощность отложений меняется от 6 до 47 м.

Нерасчлененные отложения доманиковой свиты и верхнефранского (D₃ dm - f₃) подъяруса представлены неравномерно окремненными и битуминозными известняками, участками пористыми и нефтенасыщенными с прослоями битуминозных мергелей и сланцев. Мощность отложений меняется от 21 м на юге до 40 м на севере.

Фаменский ярус -D₃ fm

Повсеместно присутствует в сокращенном объеме. Верхняя часть яруса размыта. В составе отложений выделяются три пачки: нижняя - глинисто-мергелистая толща достигает 600 м, средняя пачка на разрезе выделяется как репер «Д» и представлена чередованием известняков с глинистыми известняками и мергелями, мощностью 50-55 м. В верхней пачке, толщиной до 300 м, развиты преимущественно пятнисто-доломитизированные разности мелко- и скрытокристаллических известняков.

Каменноугольная система –С

Отложения каменноугольной системы залегают на девонских отложениях с перерывом и представлены нижним, средним и верхним отделами, общей мощностью от 408 до 1042 м.

Нижний отдел C_1

Представлен в объеме визейского, серпуховского и намюрского ярусов. Мощность отложений меняется от 271 м до 613 м.

Визейский ярус $-C_{1v}$ Отложения яруса подразделяются на две толщи. Нижняя представлена темно-серыми глинами с прослоями известняков и кварцевых песчаников верхней части тульского и нижней части алексинского горизонтов, мощностью от 8 м до 39 м. Верхняя часть - карбонатная толща сложена известняками органогенно-обломочными, тонко- мелко- и крупнокристаллическими, прослоями в различной степени доломитизированными, мощностью от 209 м до 475 м.

Серпуховский ярус $-C_{1s}$ представлен в нижней части глинистыми известняками и доломитами, прослоями пористыми, выщелоченными и кавернозными; в средней части - ангидритами, с прослоями и линзами доломитов. Мощность средней пачки меняется от 93 до 210 м. Верхняя часть - известняки различного типа с прослоями глин и мергелей с гнездами ангидритов, мощностью до 145 м. Общая мощность яруса 86 м - 198 м.

Намюрский ярус $-C_{1n}$ представлен известняками различного облика – обломочными, конгломератовидными с тонкими прослоями глин. Мощность яруса около 100 м.

Средний отдел $-C_2$

Отдел выделяется в составе башкирского и московского ярусов. Толщины изменяются от 137 на севере до 349 м на юге площади.

Башкирский ярус $-C_2 b$ Ярус представлен органогенными, в основном водорослевыми и органогенно-обломочными известняками, нефтенасыщенными и водонасыщенными в зависимости от гипсометрического положения. Толщины изменяются от 55 до 105 м. В составе башкирского яруса выделяются снизу вверх промысловые пачки: 0, 1 и часть пачки 2.

Московский ярус - C_{2m} В целом ярус представлен органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными известняками, часто трещиновато-пористыми, кавернозными и нефтенасыщенным, встречаются доломиты известковистые с прослоями вторичных мелкозернистых разностей. Наряду с доломитизацией в верхней части разреза отмечается значительное окремнение карбонатных пород. В состав московского яруса входят: верхняя часть промышленной пачки 2, а также пачки 3, 4 и 5. Мощность яруса меняется от 48- 82 м на севере и юго-востоке до 210 - 244 м на юго-западе и западе.

Верхний отдел C_3

Отложения отдела представлены известняками органогенными, органогенно-детритовыми (неслоистыми, массивными), органогенно-обломочными, обломочными а также сгустковато-комковатыми разностями, иногда брекчиевидного облика, нефтенасыщенными, порово-кавернозно-трещиноватыми. Главными породообразующими компонентами в органогенных известняках являются целые скелеты органических остатков представленные криноидеями, мшанками, форамениферами. В составе отдела выделяются три нерасчлененные промышленные пачки: 6, 7 и 8. Мощность отложений меняется от 12 до 217 м.

Пермская система-Р

В составе системы выделены нижний и верхний отделы.

Нижний отдел $-P_1$ В нижнем отделе выделяются нерасчлененные отложения ассельского и сакмарского ярусов (в составе отдела выделены промышленные пачки 9, 10, 11, 12, 13), представленные органогенно-детритовыми, органогенными преимущественно мшанково-криноидными известняками, нефтенасыщенными, иногда рыхлыми и пористыми. Преобладают низкопористые, трещиноватые разности. Вскрытая мощность отложений меняется от 0 до 128 м.

В верхней части отдела выделяются отложения, представленные глинами, мергелями, известняками, песчаниками и алевролитами полимиктовыми, возраст которых предположительно кунгурский. Верхняя граница условна, толщины колеблются от 0 до 56 м.

Верхний отдел – P₂ Верхнепермские отложения представлены в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов; сложены глинами зеленовато-серыми, коричневыми и красно-коричневыми, алевритистыми и песчанистыми, часто известковистыми; песчаниками полимиктовыми, зеленовато-серыми и коричневыми. Мощность отложений отдела колеблется в значительных пределах от 106 до 817 м.

Мезозойская группа- MZ

Мезозойские отложения на Усинской площади представлены триасовой и юрской системами. Мощность отложений изменяется от 780 до 1240 м, увеличение ее наблюдается от свода структуры к её крыльям.

Триасовая система- T

Система представлена в полном объеме. Выделяются нижний, средний и верхний отделы в объёме местных свит: чаркабожской, харалейской, ангуранской и нарьянмарской. Мощность отложений изменяется от 680 до 770 м, а на погружениях за счет увеличения верхней части до 940 м. Чаркабожская свита сложена переслаиванием песчаников полимиктовых, глинистых, буро-коричневых и зеленовато-серых, от тонко- до крупнозернистых, алевролитов и глин, мощностью до 590 м.

Шапкинская свита представлена пестроцветными глинами и зеленовато-серыми песчаниками, мощностью от 150 до 220 м.

Нарьянмарская свита – сложена преимущественно песчаниками полимиктовыми, мелко- и среднезернистыми, участками сильно известковистыми, с редкими прослоями глинистых алевролитов. Мощность отложений меняется от 13 до 206 м.

Юрская система- J

На размытой поверхности верхнетриасовых отложений залегают осадки юрской системы, представленной средним и верхним отделами. Мощность отложений колеблется от 68 до 338 м.

Средний отдел- J₂ Отложения представлены песками полимиктовыми, серыми и белыми, от тонко- до крупнозернистых, в нижней части со

1.4 Тектоника

В тектоническом отношении Усинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре, осложняющей южную оконечность Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции (рисунок 3).

В современном структурном плане Колвинский мегавал представляет собой систему кулисообразно расположенных крупных брахиантиклинальных складок северо-западного простирания, осложненных в свою очередь более мелкими куполовидными поднятиями.

Усинская структура по всем маркирующим горизонтам представляет собой асимметричную антиклинальную складку северо-северо-западного простирания. По кровле нижнепермских (сакмарский+ассельский ярусы, отражающий горизонт I) отложений Усинская складка по замкнутой изогипсе минус 1900 м имеет размеры 61 x 11-19.5 км. Амплитуда поднятия составляет ~ 915 м. Складка имеет асимметричные крылья: пологое и широкое - западное, углы падения составляют 2-7° и довольно крутое восточное - с углами падения до 25° и более. Амплитуда и асимметричность складки начинают сглаживаться с верхнепермского времени. Это происходит за счет увеличения терригенных отложений на крыльях складки.

Дизъюнктивные тектонические нарушения, регионально наблюдаемые вдоль восточного борта Колвинского мегавала и более мелкие, зафиксированные в пределах Усинской структуры, затухают к кровле серпуховского яруса нижнего карбона и реже к подошве верхней перми, влияя, в основном, на нефтеносность отложений среднего девона, фаменского и серпуховских ярусов.

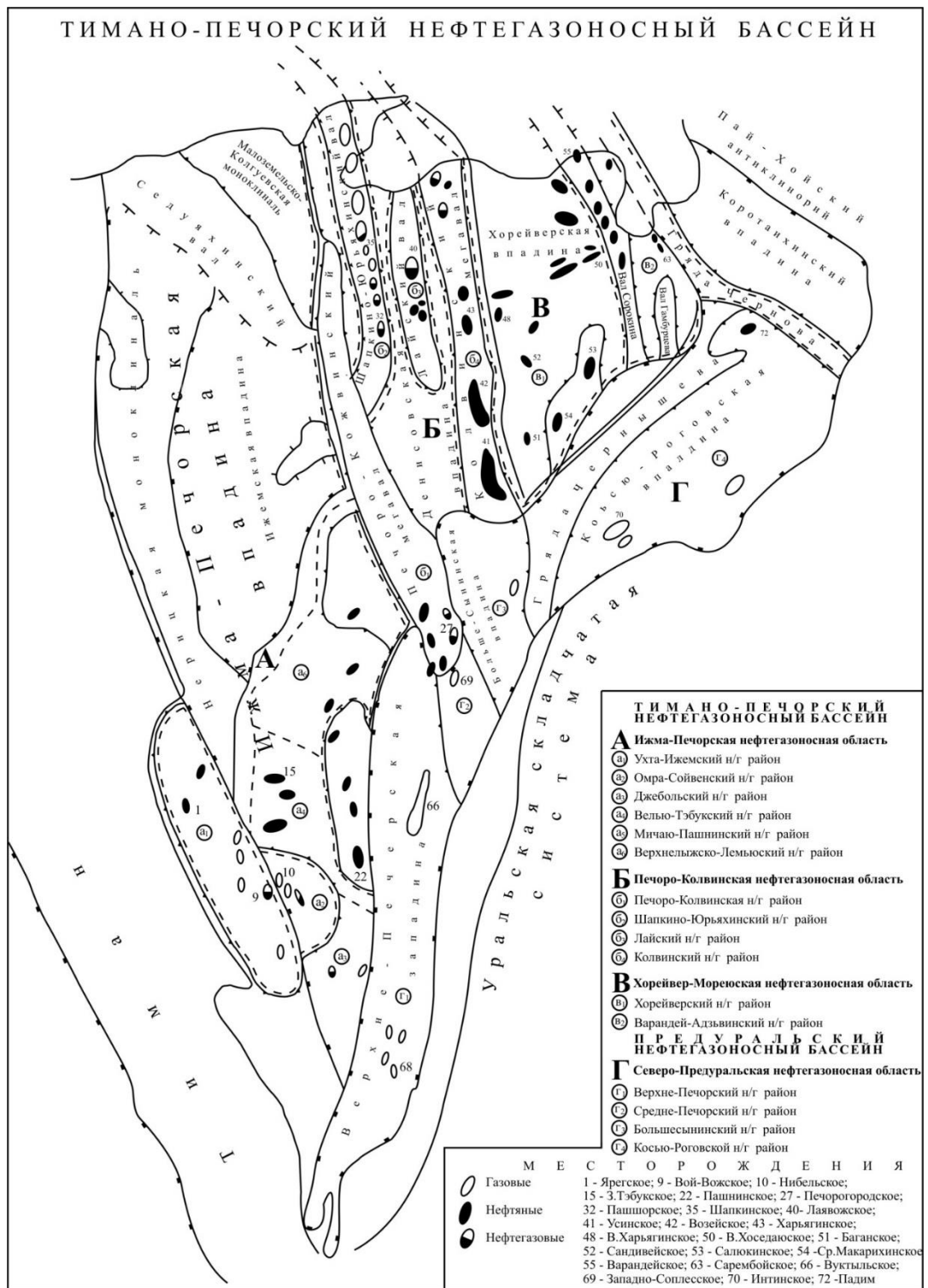


Рисунок 3 – Тектоническая схема

1.5 Нефтегазоводоносность

Основные промышленные запасы нефти на месторождениях сосредоточены в песчаниках среднего девона и карбонатных отложениях нижней перми,

верхнего и среднего карбона. Более мелкие по величине запасов залежи – фаменская, серпуховская и верхнепермская полностью расположены в пределах структурных границ пермо- карбоновой залежи.

Пермо- карбоновая залежь является одним из наиболее сложных объектов разработки. Залежь сводовая, массивная, структурного типа, залегает на глубине 1100-1500 м и содержит аномально вязкую нефть (700 мПа·с) в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа нижней перми, верхнего и среднего карбона. Глинистой крышкой для залежи углеводородного сырья служит толща верхнепермских алевролитов, аргиллитов и монтмориллонит–каолинитовых глин.

Размеры залежи, в пределах принятого контура нефтеносности минус 1310 м, составляют 15,0 × 9,5 км. Этаж нефтеносности 356 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 на контуре до 156,4 м в сводовой части (подсчет балансовых запасов нефти и растворенного газа Усинского нефтяного месторождения, 1998 г. протокол ЦКЗ № 24 от 18.03.1998 г.). Высота залежи 670 м.

Геолого-физическая характеристика залежи по объектам приведена в таблице 1.1.

Остаточная водонасыщенность на керне определялась методом центрифугирования и значения ее колеблется в пределах 16-44 %. По зависимости $K_{ов} = f(\lg K_{прг})$ средним значениям газопроницаемости отвечают средние значения остаточной водонасыщенности равные 20-22 %. По кривым капиллярных давлений для различных пород остаточная водонасыщенность колеблется в пределах 12-40 %. По зависимости остаточной водонасыщенности от среднего радиуса пор значение $K_{ов}$ составляет в среднем 20-22 %.

Для расчетов нефтенасыщенности по керну рекомендовалось определение его по зависимости $K_n = K_{пэф} / K_p$, при этом эффективная пористость определялась по методу центрифугирования и на установке УИПК-1. Полученные зависимости и средние значения приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика залежи

№№ п/п	Параметры	Ед. измер.	Объекты разработки			в целом
			I	II	III	
1	Средняя глубина залегания	м	1382,1	1260	1197,7	1260
2	Тип залежи		сводовая массивная			
3	Тип коллектора		трещинно-кавернозно-поровый			
4	Площадь нефтеносности	тыс.м ³	58505	85655	101457	110501
5	Средняя общая толщина	м	167,14	77,09	47,45	285,2
6	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	28,73	28,05	18,07	51,32
7	Пористость	%	0,21	0,19	0,20	0,198
8	Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,74	0,79	0,78	0,77
9	Проницаемость по керну	10 ⁻³ мкм ²	0,044	0,032	0,027	0,034
10	Коэффициент гранулярности	доли ед.	0,312	0,452	0,464	0,358
11	Коэффициент расчлененности	доли ед.	23,2	16,75	12,44	51,06
12	Начальная пластовая температура	°С	23,2	23,0	23,0	23,1
13	Начальное пластовое давление	МПа	13,5	12,4	11,9	12,4
14	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	710	710	710	710
15	Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,934	0,935	0,923	0,933
16	Плотность нефти в поевхностных условиях	т/м ³	0,962	0,962	0,962	0,962
17	Абсолютная отметка ВНК	м				-1310
18	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,047	1,047	1,047	1,047
19	Содержание серы в нефти	%	1,496	1,71	1,54	1,582
20	Содержание парафина в нефти	%	0,33	0,39	0,30	0,339
21	Давление насыщения нефти газом	МПа	7,67	7,96	6,95	7,740
22	Газосодержание	м ³ /т	22,9	24,0	23,1	23,1
23	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с				0,950
24	Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³				1,055
25	Начальные балансовые запасы нефти	тыс.т	22699	265282	241257	733537
26	Коэффициент нефтеизвлечения	доли ед.	0,15	0,15	0,15	0,15
27	Начальные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	34050	39792	36189	110031

Таблица 1.2 – Средние значения нефтенасыщенности по керну

Объект разработки	Пачки	Вид уравнений	Открытая пористость	Эффективная пористость	Начальная нефтена- сыщенность
III	13-9	Кп эф.=0,96х Кп-3,34	17,5	13,5	77
II	8-6	Кп эф.=0,96х Кп-3,12	17,9	14,1	79
I	5-4	Кп эф.=0,89х Кп-2,53	18,6	14,0	75
	3-0	Кп эф.=0,93х Кп-3,40	19,5	14,7	75

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС определялась по методу сопротивлений по установленным на керне петрофизическим зависимостям и в среднем колеблется по отдельным пачкам в пределах 74 - 79 %, была принята за основу при подсчете запасов и рекомендована для проектирования.

1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

По нижнему объекту разработки (пачки 1, 2, 3, 4, 5) отобрано и исследовано 5 проб. Пластовая нефть недонасыщена газом (давление насыщения 6,9-7,4 МПа ниже пластового давления), характеризуется низким газосодержанием (21,5-24,2 м³/т), высокой вязкостью (610-680 мПа·с), высокой плотностью (0,932-0,934 г/см³)

Средний объект (пачки 6, 7, 8) разработки освещен исследованиями, проведенными по 8 скважинам. Давление насыщения изменяется в пределах 7,0-9,5 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием (20,1-26,3 м³/т), высокой вязкостью (586-2024 мПа·с), высокой плотностью (0,923 – 0,946 г/см³).

По верхнему объекту разработки (пачки 9, 10, 11, 12, 13) разработки исследовано 2 скважины и пластовая нефть характеризуется следующими параметрами:

- давление насыщения нефти газом изменяется в пределах 6,7-7,2 МПа;
- газосодержание низкое (21,6-22,2 м³/т);
- вязкость высокая (344-1151,7 мПа·с);
- плотность пластовой нефти высокая (0,920-0,925 г/см³).

Среднее значение вязкости нефти по залежи составило 669 мПа·с, плотности нефти - 0,933 г/см³. При пластовом давлении 14,0 МПа среднее давление насыщения нефти составляет 7,51 МПа, то есть нефть значительно недонасыщена газом. Нефть пермо-карбоновой залежи характеризуется низким газосодержанием при среднем значении 21,6 м³/т. Объемный коэффициент равен 1,05.

За весь период разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения были исследованы дегазированные пробы нефти по 116

скважинам, в том числе по I объекту – 27 скважин, по II объекту -42 скважины, по III объекту 47 скважин.

Дегазированные нефти всех объектов тяжелые (0,939-0,969 г/см³), высоковязкие, относятся к классу высокосернистых (до 2,5 % мас.), малопарафиновых (до 0,33 % мас.), высокосмолистых (23,64 % мас.), с низким содержанием бензиновых фракций. Температура застывания ниже минус 12°С. Параметры, характеризующие физико-химические свойства дегазированных нефтей: плотность, вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ, значительно отличается по эксплуатационным объектам. Нефти нижней толщи в сравнении с нефтями вышележащих объектов более тяжелые, более вязкие, то есть имеет место закономерное изменение плотности и вязкости от глубины залегания продуктивных отложений.

В пределах залежи с увеличением глубины залегания отмечается рост содержания серы.

Выделившийся из нефти газ - легкий, по всем объектам разработки, в основном состоит из метана 88,7 %. Газ характеризуется малой концентрацией пропан-пентановой фракции (менее 5 %). Содержание не углеводородных компонентов: углекислого газа и азота составляет -0,14 и 2,13 %.

Подземные воды, приуроченные к рассматриваемой части залежи тяжелой нефти, циркулируют в каменноугольно - нижнепермском водоносном комплексе (С_{1V} - Р₁) согласно гидрогеологической стратификации разреза осадочных пород Тимано - Печорской нефтегазоносной провинции и, в частности, разреза Усинского месторождения. Поскольку, по имеющимся результатам исследования, пластовые воды в пределах комплекса имеют сравнительно однородный состав и значительных изменений по площади не наблюдается, ниже приводится характеристика гидрохимических условий всего водоносного комплекса, его водообильности, микрокомпонентного состава, а также его термобарических условий.

Данный водоносный комплекс представлен известняками, глинистыми и доломитизированными, а также массивными ангидритами и изолирован от

нижележащих отложений водоупором нижнекаменноугольного возраста (C_{1v}), а от вышележащих - глинами верхнепермского возраста (P_{2u}).

Пластовые воды этого комплекса представляют собой рассолы хлор-кальциевого типа по классификации В. А. Сулина с общей минерализацией, изменяющейся в диапазоне 43,598 - 96,881 г/л (табл. 1.2), плотностью от 1,0323 до 1,0770 г/л и преобладанием в солевом составе хлоридов натрия (327,65 - 1196,20 мг-экв/л) и кальция (200,00 - 560,00 мг-экв/л) (табл.1.3), причем для рассматриваемых подземных вод характерно отсутствие в растворе сульфатов натрия, а иногда и кальция, т. к. в них типично незначительное преобладание соединений хлора и щелочных металлов ($NaCl$) над солями щелочных земель ($CaCl_2$ и $MgCl_2$), после образования которых ионы Ca^{++} и Mg^{++} соединяются с сульфатами, в большей части присутствующими в подземных водах в виде солей $CaSO_4$ и $MgSO_4$, а оставшееся количество щелочных земель образует гидрокарбонаты кальция и магния $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$.

Наличие в пластовых водах сероводорода (до 209 мг/л) обуславливает коррозионные свойства воды, т. к. в сероводородной среде кроме свободного сероводорода присутствуют ионы H_2S^- и S^{--} , стимулирующие коррозию металла. Присутствие в рассолах ионов железа при наличии сероводорода в щелочной среде (водородный показатель пластовых вод рН достигает 8,2) может вызывать образование нерастворимых соединений железа ($Fe^{++} + H_2S = FeS + H_2$), что, возможно, повлечет за собой кальматацию призабойной зоны при разработке залежи. Для решения этого вопроса требуются специальные исследования, т. к. имеющихся в наличии данных недостаточно, чтобы определить соотношение ионов железа и серы в различных условиях, а также возможность образования устойчивого осадка и его количество.

Вопрос сероводородного заражения на всей площади залежи также имеет первостепенное значение, т. к. микробиологическими исследованиями, проведенными в 1987 году на участке ПТВ в скважинах 1010, 2704, 2705, 2752, установлено наличие СВБ (Ружин, 1988), которые, по-видимому, занесены с промывочными жидкостями. При благоприятных солевых и температурных

условиях для развития СВБ, которые имеют место в каменноугольно-нижнепермском водоносном комплексе, возможно развитие активного процесса сульфатредукции, т. е. образования сероводорода за счет восстановления сульфатов, содержащихся в воде. Так, например, часть сульфатов может восстанавливаться при контакте с нефтью микробиологическим путем и снижать свою концентрацию в результате проникновения вод серпуховских отложений (C_{1s}), отличающихся более высоким содержанием сульфатов из-за высокой сульфатности пород ангидритового состава, в продуктивную часть разреза (C_2-P_1) на этапе разработки залежи. При этом может возрасти содержание сероводорода, а также частично диоксида углерода, который способствует растворению карбонатов коллекторов и обогащению вод гидрокарбонатами.

Концентрация промышленно-ценных компонентов в пластовых водах каменноугольно-нижнепермских отложений (йод - до 16,9 мг/л; бром - до 197,5 мг/л) не всегда достигает кондиционных значений, хотя в попутных водах, извлекаемых совместно с нефтью при разработке залежи, содержание их несколько выше (I - 22,2 мг/л; Br - 217,89 мг/л; B - 72,0 мг/л).

Состав растворенных в воде газов азотно-метановый, диапазон изменения газового фактора от 0,52 до 0,92 нм³/м³. Водообильность комплекса характеризуется дебитами от единиц до 230 м³/сут. Наличие карстовых процессов в карбонатных отложениях $P_1 - C$, подтвержденное частичными и полными поглощениями промывочной жидкости при бурении, а также провалами бурового инструмента (Персова, 1978), дает основание предположить возможность проявления более высокой водообильности (595 м³/сут и выше).

Пластовая температура каменноугольно-нижнепермского водоносного комплекса (36-37,5°C) характерна для геотермически малоактивных районов; пластовое давление составляет 20,3 - 24,6 МПа в интервалах глубин 1960 - 2100 м и 2326 - 2432 м соответственно.

Для закачки теплоносителя (пара) в залежь, используются пресные воды р. Колва, где создан водозабор, а утилизация попутно добываемой воды

производится в песчаники чаркобожской свиты нижнего триаса, для чего оформлен горный отвод и создан полигон подземного захоронения сточных вод.

1.7 Коллекторские свойства пластов

В пределах пермо-карбоновой залежи керн отобран в 83 скважинах, в том числе из них в западной, центральной и восточной зонах - в 35, 34 и 14 соответственно. С отбором керна пройдено 4689.5 м, вынос керна составил 1361 м. Освещенность промысловых пачек (0-13) каменным материалом соответственно этому делению по группам и стратиграфической приуроченности следующая: 11-9 (12-9- P_{1a}) – 44 скважины, 8+6 (C₃) – 41 скважина, 5+4 (C_{2m})– 33 скважины, 3-1(3-0- C_{2b}) – 20 скважин. Максимальное количество керна – 397,6м поднято из 8-6 пачек, минимальное -198,8м из 3-1 пачек. Для изучения строения залежи были проведены детальные петрографические исследования всего кернового материала, включающие лабораторные анализы керна (1550 обр.) и данные микроскопического изучения шлифов (1347 шт.).

По определению остаточной водо и нефтенасыщенности был выполнен большой объем исследований на керн.

Остаточная нефтенасыщенность образцов керна определялась прямым методом – путем экстракции их в аппаратах Сокслета и Закса. Среднеарифметические значения остаточной нефтенасыщенности пород коллекторов в керне в целом по залежи составляет 61 % (в отдельных скважинах достигает 80 %), а для различных объектов разработки приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Среднеарифметические значения нефтенасыщенности пород

Объекты разработки	Средняя остаточная нефтенасыщенность, %	Количество определений
3	59,8	204
2	61,6	585
1	60,7	556

По данным исследований продуктивный разрез представлен следующими структурно-генетические типами пород:

1. известняки органогенные, органогенно-детритовые,
2. известняки водорослевые, органогенно-водорослевые;
3. известняки органогенно-обломочные, обломочные;
4. известняки сгустковые, комковато-сгустковые, комковатые;
5. известняки тонкозернистые;
6. доломиты.

Мергельно-глинистые породы керном не представлены.

Остаточная водонасыщенность на керне определялась методом центрифугирования и значения ее колеблется в пределах 16-44 %. По зависимости $K_{ов} = f(\lg K_{прг})$ средним значениям газопроницаемости отвечают средние значения остаточной водонасыщенности равные 20-22 %. По кривым капиллярных давлений для различных пород остаточная водонасыщенность колеблется в пределах 12-40 %. По зависимости остаточной водонасыщенности от среднего радиуса пор значение $K_{ов}$ составляет в среднем 20-22 %.

Для расчетов нефтенасыщенности по керну рекомендовалось определение его по зависимости $K_n = K_{пэф.} / K_{п}$, при этом эффективная пористость определялась по методу центрифугирования и на установке УИПК-1. Полученные зависимости и средние значения приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Средние значения нефтенасыщенности по керну

Объект разработки	Пачки	Вид уравнений	Открытая пористость	Эффективная пористость	Начальная нефтенасыщенность
III	13-9	$K_{п\ эф.}=0,96x K_{п-3,34}$	17,5	13,5	77
II	8-6	$K_{п\ эф.}=0,96x K_{п-3,12}$	17,9	14,1	79
I	5-4	$K_{п\ эф.}=0,89x K_{п-2,53}$	18,6	14,0	75
	3-0	$K_{п\ эф.}=0,93x K_{п-3,40}$	19,5	14,7	75

Начальная нефтенасыщенность по данным ГИС определялась по методу сопротивлений по установленным на керне петрофизическим зависимостям и в

среднем колеблется по отдельным пачкам в пределах 74 - 79 %, была принята за основу при подсчете запасов и рекомендована для проектирования.

В верхней части карбонатной толщи (литологические пачки 13-9, 8-6) преобладают (70 – 72 % шлифов) 1-й и 4-й структурно-генетические типы пород: известняки органогенные, органогенно-детритовые, и известняки сгустковые, комковато-сгустковые. Известняки водорослевые, органогенно-обломочные и тонкозернистые (2, 3 и 5 типы) встречаются намного реже (8-11 %). Строматолиты и кремнистые породы встречены в шлифах в единичных случаях. В этой части карбонатной толщи (по шлифам) практически отсутствуют доломиты и доломитизированные известняки.

В нижележащих литологических пачках 5-4 также преобладают известняки органогенные и органогенно-детритовые (43 % шлифов).

Встречаемость известняка 2-5 структурно-генетических типов в 2-3 раза ниже, чем в верхней части карбонатной толщи. Для этой части разреза карбонатного массива характерна доломитизация пород.

Подошвенную часть пермо-карбоновой толщи (литологические пачки 3-1) составляют преимущественно известняки водорослевые и органогенно-водорослевые (частота встречаемости около 50 %). Все остальные типы пород, включая органогенные и органогенно-детритовые известняки, встречаются в 2-3 раза меньше, чем в вышележащих литологических пачках 5-4. В этой части разреза толщи также отмечаются среди известняков прослои доломитизированных пород, но значительно меньше, чем в литологических пачках 5-4.

Верхняя часть разреза пермо-карбоновой толщи на всей площади месторождения (пачки 13-9 и 8-6) сложена в основном (90-95%) известняками чистыми (бмп – 2,68-2,72 г/см³ Сно - 0-5 %). На долю окремненных и доломитизированных разностей приходится не более 5-10 % разреза.

Более половины нижней части разреза пермо-карбоновой толщи (пачки 5-4, 3-1) представлена известняками доломитистыми, доломитами известковистыми с прослоями вторичных мелкозернистых доломитов. На долю

чистых доломитов (бмп – 2,82-2,88 г/см³ приходится не более 10-15 % разреза. Все указанные разности пород практически во всех пачках содержат незначительное количество (0-5 %) нерастворимого остатка. Исключением являются литологические пачки 5-4, в которых отмечается, наряду с доломитизацией, значительное окремнение (микроагрегатный кварц и халцедон) карбонатных пород, а также более высокое содержание в породе корродированных зерен обломочного и аутигенного кварца алевролитовой размерности и тонкодисперсного глинистого материала. На долю чистых известняков (бмп – 2,68-2,72 г/см³ приходится не более 35-50 % разреза указанных литологических пачек.

Для верхней части пермо-карбонового массива (пачки 13-9) вид полигона распределения 648 образцов по пористости имеет крайне левостороннюю асимметрию, значительный размах 0-34 %, содержит моду в пределах 0-6 %, где сосредоточены более половины (52 %) всей выборки образцов. В интервале пористости 10-34 % содержатся только 33 % образцов. В указанных литологических пачках преобладают плотные, низкопористые, трещиноватые известняки с неравномерным пятнистым нефтенасыщением. Что касается пористых разностей карбонатных пород, то они залегают в виде отдельных прослоев среди плотных известняков, равномерно насыщены нефтью и относятся к поровым и трещинно-поровым коллекторам.

Для литологических пачек 8-6 полигон распределения 1260 образцов по пористости трехмодальный имеет значительный размах 0-36%, содержит моды в пределах 0-4, 8-14 и 22-26 %. Большая часть (52 %) образцов характерна для карбонатных пород хорошо пористых (Кп более 10 %), сплошь насыщенных нефтью и относящихся к поровым, каверно-поровым и трещинно-каверно-поровым коллекторам. Плотные, низкопоровые, трещиноватые известняки среди них залегают в виде отдельных прослоев и линз.

Для пород литологических пачек 4-5 полигон распределения 858 образцов по пористости массивный, одномодальный, имеет значительный размах 0-36 %, содержит моду в пределах 8-20 %, где сосредоточена половина всей выборки

образцов с равномерным распределением последних по классам пористости (частота встречаемости около 8 %). Большинство (около 75 %) образцов характерно для карбонатных пород, подвергшихся к вторичным процессам диагенетической перекристаллизации-доломитизации и выщелачивания, высокопористых, сплошь насыщенных нефтью и относящихся к каверно-поровым и трещинно-каверно-поровым коллекторам. Плотные, низкопоровые, трещиноватые известняки среди них залегают в виде отдельных прослоев и линз.

Для нижней части пермокарбоновой толщи (пачки 3-0) полигон распределения 403 образцов по пористости в пределах 0-6 %, где сосредоточены чуть меньше половины (47 %) всей выборки образцов. Около 40 % образцов с открытой пористостью более 10 %. В разрезе указанных пачек идет переслаивание плотных, низкопористых, в различной степени перекристаллизованных (кальцитизированных) и окремненных известняков и выщелоченных, доломитизированных, пористых известняков. Для пород этих пачек характерен смешанный тип коллектора от порово-трещинного до трещинно-каверно-порового.

Изученный разрез пермо-карбоновой толщи характеризуется трещиноватостью и стилолитизацией. Трещины (открытые и заполненные минеральным веществом) преимущественно вертикальные, образуют две взаимно перпендикулярные системы. Иногда они группируются в три, а в отдельных интервалах - в четыре системы. Две взаимно перпендикулярные системы трещин являются сквозными для всего разреза. Протяжение этих трещин в то же время ограничивается контактами "слоев" породы. Названные трещины являются литотектоническими фоновыми, их плотность обусловлена вещественным составом и структурой пород данного разреза. Плотность литотектонических трещин одной системы составляет 10-15 1/м (в одном м³), а суммарная колеблется от 20 до 30 1/м. Кремнистые и окремненные разности известняков характеризуются повышенной трещиноватостью.

Трещиноватость отдельных интервалов разреза усиливается появлением собственно тектонических трещин. Эти трещины не ограничиваются контактами

элементарных "слоев". Они могут рассекать 2-3 слоя. Тектоническое происхождение таких трещин подчеркивается зеркалами скольжения на их стенках, большей прямолинейностью следов, более высокой общей плотностью, которая может достигать 1/м и более.

Проведенное распределение выявленных трещин в керне по их генезису и последующей азимутальной привязкой показало, что основная масса трещин диагностируется как трещины отрыва при растяжениях и имеет азимут простирания 45-75°. Трещины скола (сброса) в меньшей степени сконцентрированы в одном диапазоне, а их азимут простирания в большинстве случаев, по видимому, тяготеет к интервалу 195-205°.

По всему разрезу пермокарбоновой толщи наблюдаются стилолитовые швы чаще горизонтальные мелкозубчатой, бугорчато-зубчатой и зубчато-столбчатой формы шириной 20-100 мк, иногда до 500 мк, выполненные чаще всего глинисто-органическим (битуминозным) веществом темно-коричневого цвета, участками глинисто-карбонатным веществом, пигментированного коричневым битумом. Плотность стилолитовых швов на отдельных участках 28-80 1/м, местами достигает до 180 1/м.

Совершенно определенно можно сказать, что трещиноватость, судя по замерам трещинной проницаемости и притокам, в целом не может обеспечить наблюдаемую в ряде случаев высокую проницаемость пород. Об этом говорят также гидродинамические исследования и расчеты. Высокая проницаемость и значительные притоки связаны с пористо-кавернозными интервалами разреза. Трещиноватость же обеспечивает сообщаемость внутри резервуара и подток нефти в основные каналы фильтрации.

В результате исследования азимутальной анизотропии фильтрационных свойств и ее связи с трещиноватостью пермо-карбоновой толщи (выполнено более 100 замеров по скв. 46) установлена тесная взаимосвязь значений газопроницаемости пород с азимутальной направленностью трещин. Основная масса (80 %) трещин приурочена к азимуту простирания 45 - 95°. Значения газопроницаемости, замеренные по азимуту простирания трещин (до 1 мкм²), в

несколько раз выше, чем газопроницаемость в перпендикулярном направлении (от 10^{-3} до 10^{-1} мкм²).

Пористость. Определение пористости проводилось совместно с типизацией коллекторов по литологии и структуре их порового пространства с использованием материалов каротажей "пористости": НГК, АК, ГГК-п.

Обработка велась с использованием основных приемов комплексной интерпретации в соответствии с наставлениями "Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа" (ВНИИГИК, Калинин, 1984 г.) с учетом результатов анализов керна и применяемой аппаратуры (ДРСТ-3, СПАК-4,6, УЗБА-21А, РКС-1).

Для пород различных литологических пачек получены свои петрофизические зависимости и установлены свои граничные значения пористости.

Для литологических пачек 13-9, 8-6 за нижние граничные значения открытой пористости принято- 10 % и 11 % для пачек 5-4 и 3-0 при тепловом режиме разработки.

В пермо-карбоновой толще высокая (0,182) пористость коллекторов связана в основном с вторичными порами выщелачивания и диагенетической доломитизации - перекристаллизации размерами 0,1-1,0 мм, самой различной конфигурации, неравномерно располагающимися в породе чаще вблизи трещин и стилолитовых швов, сообщающимися между собой и с кавернами каналами шириной 100-300 мкм, длиной до 10 мм и микротрещинами. Среднеарифметические значения открытой пористости пород-коллекторов при различных граничных (предельных) значениях коллекторских свойств для различных литологических пачек по скважинам приведены в нижеследующей таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Среднеарифметические значения открытой пористости пород-коллекторов

Литологические пачки	Продуктивные при разработке на естественном режиме		Нефтедержащие, вовлечение которых возможно при прогреве	
	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %
13-9	3	13	1	10
8-6	3	13	1	10
5-4	3	15	1	11
3-1	3	17	1	11

Нередко, особенно в литологических пачках 8-6, встречаются прослойки высокопористых известняков с песчаниковидной структурой (известняк-песчаник), насыщенных нефтью.

Сопоставление результатов определения пористости по ГИС и керну показало, что абсолютное отклонение в интервале пористости 1-18 % составляет ± 2 %. В высокопористых интервалах разреза с $K_p > 18$ % вынос керна достигает 30 % из интервалов эффективных мощностей (наиболее пористые интервалы разрушаются), поэтому в восьми случаях расхождение достигает 3,9 – 5,9 %.

В целом по залежи пористость по ГИС для нефтедержащих коллекторов составила 21,3 %, по керну – 20,5 %, при тепловом воздействии на пласт 20 % и 18,2 % соответственно.

За нижние граничные значения газопроницаемости принято 10^{-3} мкм². Они одномодальны, близки между собой. В 90 % случаев газопроницаемость изменяется в пределах 10^{-3} - 10^{-2} мкм². В трех случаях (трещиноватые образцы из литологических пачек 10^{-9}) газопроницаемость пород достигает 7.6-8.0 мкм².

Породы-коллекторы литологических пачек 4-5 и 9-13 характеризуются наилучшими емкостными и фильтрационными свойствами.

Следует отметить, что проницаемость пород-коллекторов по керну, обусловленная, в основном, проницаемостью пор, на 1-3 порядка ниже, чем проницаемость по данным гидродинамических исследований. Такое расхождение в проницаемости пород-коллекторов связано с наличием трещинной проницаемости в пласте, низким выносом кавернозных пород, а

также значительным влиянием на данные гидродинамических исследований высокопроницаемых, высокопродуктивных прослоев малой толщины.

1.8 Выводы

Усинское нефтяное месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми и приурочено к одной из локальных структур Колвинского мегавала - крупнейшей зоны нефтегазонакопления, в пределах которой разрабатываются такие крупные месторождения нефти как Возейское, Харьягинское, Южно-Хыльчующее с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса. В географическом отношении площадь месторождения составляет часть Печорской низменности в пределах листа Q - 40 - XVI и входит в бассейн нижнего течения р. Колва, правого притока р.Уса, впадающей в р.Печора.

Геологический разрез Усинского месторождения изучен от силурийских до четвертичных отложений. Самая глубокая скважина на Усинском поднятии (скважина № 37) при глубине забоя 5005 м вскрыла нижнесилурийские отложения.

В тектоническом отношении Усинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре, осложняющей южную оконечность Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции. В современном структурном плане Колвинский мегавал представляет собой систему кулисообразно расположенных крупных брахиантиклинальных складок северо-западного простирания, осложненных в свою очередь более мелкими куполовидными поднятиями.

Основные промышленные запасы нефти на месторождении сосредоточены в песчаниках среднего девона и карбонатных отложениях нижней перми, верхнего и среднего карбона. Залежь сводовая, массивная, структурного типа, залегает на глубине 1100-1500 м.

Высокая пористость коллекторов (0,182) связана в основном с вторичными порами выщелачивания и диагенетической доломитизации - перекристаллизации размерами 0,1-1,0 мм, самой различной конфигурации, неравномерно располагающимися в породе чаще вблизи трещин и стилолитовых швов, сообщающимися между собой и с кавернами каналами шириной 100-300 мкм, длиной до 10 мм и микротрещинами. В целом по залежи пористость по ГИС для нефтесодержащих коллекторов составила 21,3 %, по керну – 20,5 %, при тепловом воздействии на пласт 20 % и 18,2 % соответственно. В результате исследования азимутальной анизотропии фильтрационных свойств и ее связи с трещиноватостью пермо-карбоновой толщи (выполнено более 100 замеров по скв. 46) установлена тесная взаимосвязь значений газопроницаемости пород с азимутальной направленностью трещин. Основная масса (80 %) трещин приурочена к азимуту простирания 45 - 95°. Значения газопроницаемости, замеренные по азимуту простирания трещин (до 1 мкм²), в несколько раз выше, чем газопроницаемость в перпендикулярном направлении (от 10⁻³ до 10⁻¹ мкм²). Среднеарифметические значения остаточной нефтенасыщенности пород коллекторов в керне в целом по залежи составляет 61 % (в отдельных скважинах достигает 80 %).

По физико-химическим свойствам нефть является:

- малосернистой – 1,2 %;
- средней по плотности - 935 кг/м³;
- вязкость – 700 мПа*с; (нефть высоковязкая)
- содержание парафинов – 0,3 %;
- газосодержание – 22 м³/т; (нефть недонасыщенна газом)

Балансовые запасы нефти: 747 млн.т; извлекаемые: 246,5 млн.т; КИН: 0,33.

Остаточные балансовые: 683,9 млн.т; остаточные извлекаемые: 183,3 млн.т.

2 Описание технологического процесса

Состояние разработки Усинского месторождения на 01.01.15г. характеризуется следующим показателями:

- в работе находилось 1249 добывающих скважин;
- 542 скважин находилось в бездействии и консервации в основном по причинам высокой обводненности и низкого пластового давления;
- средний дебит одной скважины по нефти составил 7,0 т/сут;
- текущая добыча нефти равна 2,61 млн. т, включая высоковязкую нефть (Пермокарбоновая залежь) 2,115 млн. т, накопленная – 174,1 млн. т нефти;
- обводненность добываемой продукции достигла 82,6 %.

Из бездействия и консервации в 2015г. было выведено 12 скважин. Средний дебит скважин, введённых с ограничением водопритока – 5,9 т/сут. Анализ показал, что практически половина дополнительной добычи нефти получена из четверти обработанных скважин, расположенных преимущественно в зоне теплового воздействия и реагирующих на закачку пара. Средняя удельная эффективность изоляционных работ характеризуется дополнительной добычей нефти около 420 т на 1 скважину, продолжительность эффекта – 200 сут.

Разработка месторождения осложняется условиями эксплуатации: коррозия; наличие кислотных обработок; высоко-обводнённые скважины; наличие углекислого газа, сероводорода и сульфат-восстанавливающих бактерий в продукции. Вследствии чего погружное оборудование выходит из строя в короткий срок эксплуатации. По опытным данным, проблема коррозии оборудования стоит наравне с проблемой механических примесей на многих месторождения России.

3 Специальная часть

3.1 Современные представления о коррозии

В технологических системах добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа используют разнообразные виды оборудования и сооружений основного и вспомогательного назначения, во многих случаях достаточно технически сложные и металлоёмкие.

К наиболее ответственным видам оборудования и сооружений, от безаварийной работы которых непосредственно зависят добыча и подготовка нефти и газа, ритмичное снабжение потребителей и бесперебойная работа промышленных предприятий, относятся подземное и наземное оборудование скважин, разветвлённая сеть внутрипромысловых и магистральных трубопроводов, запорная и регулирующая арматура, насосное оборудование, крупногабаритные резервуары, ёмкости, технологические аппараты.

Многообразие условий эксплуатации нефтегазового оборудования и сооружений обуславливает различные причины их повреждений и отказов.

К числу основных причин относятся разнообразные коррозионные, сорбционные, механические, коррозионно-механические и сорбционно-механические процессы, возникновение и развитие которых приводит к излому и деформации металла, образованию раковин, сквозных свищей и трещин, нарушению герметичности контактных уплотнений, нарушению допустимого зазора в сопряжениях, сужению сечения проточных каналов из-за образования твёрдых отложений веществ, содержащихся в технологических и эксплуатационных средах [2].

В большинстве случаев продукция добывающих скважин на нефтяных месторождениях представляет собой многокомпонентную электролитически проводящую среду, состоящую из нефти, пластовой воды, свободного или растворённого углеводородного газа и ряда других растворённых примесей, определяющих её электрохимическую активность по отношению к металлу

(сероводород, углекислый газ, кислород, минеральные соли и др.). При контакте металла оборудования с подобной средой развивается его интенсивная электрохимическая коррозия.

Агрессивность самих нефтей, например девонской или угленосной свиты, ничтожно мала в том случае, если в них не содержится вода. Содержащаяся в продукции скважин вода образует с нефтью стойкие эмульсии. Из многих факторов, оказывающих влияние на коррозионную активность подобной системы, важнейшее значение имеет соотношение нефти и воды. С увеличением содержания воды происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появляется вода в виде отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка той или иной толщины, что приводит к активизации коррозионного процесса, интенсивность которого в значительной мере зависит от наличия в эксплуатационной среде таких коррозионно-активных компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, минеральные соли и др.

В настоящее время для интенсификации добычи нефти применяют в основном искусственное поддержание пластового давления путём закачки в пласт пресных и сточных вод. В результате значительно возрастает обводнённость нефти, а, следовательно, увеличивается коррозионная активность продукции скважин. Известно, что пластовая вода, добываемая совместно с нефтью, представляет собой высокоминерализованную среду, содержащую ионы хлора, карбонатов и бикарбонатов, сульфатов калия, магния, натрия, железа. В ней могут быть растворены газообразные примеси: сероводород, диоксид углерода, углеводородные газы и др.

Кислород служит одним из основных коррозионных агентов в сточных водах, так как он определяет в нейтральных средах процесс коррозии с кислородной деполяризацией. В пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью, он отсутствует. Однако при периодической закачке в пласт пресных вод происходит обогащение сточных вод кислородом.

Для эффективного разделения водонефтяных эмульсий в нефть при её подготовке добавляют реагент-деэмульгатор. В результате из нефти выделяется

эмульгированная вода. Деэмульгаторы, являясь поверхностно-активными веществами (ПАВ), обладают одновременно сильными моющими свойствами. Благодаря этому они удаляют с поверхности металла нефть, парафин, масляные загрязнения, что способствует лучшему смачиванию металлической поверхности водной фазой и вызывает повышенную коррозию.

При прочих равных условиях наиболее агрессивны сероводородсодержащие среды. Их главная опасность заключается в сопутствующем коррозии усилении наводороживания металла, приводящем к его охрупчиванию и растрескиванию. Сероводородная коррозия металла в основном обусловлена присутствием водной фазы. Увеличение её содержания в эксплуатационной среде способствует возрастанию коррозионных потерь.

На металлах группы железа сероводород интенсифицирует протекание катодного и анодного процессов. Ускоряя процесс ионизации атомов железа, он является стимулятором наводороживания, ускоряющим разряд ионов водорода. Повышению скорости коррозии сталей в сероводородсодержащих средах способствует увеличение электрической проницаемости и протонной проводимости воды, а также снижение pH среды.

Характерная особенность электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода – образование на поверхности металла рыхлого, легко отслаивающегося продукта коррозии – сульфида железа. Являясь катодом по отношению к стали, сульфид железа образует с ней гальваническую пару, что способствует активизации коррозионного процесса.

Наибольшие материальные потери вызывает коррозия резервуаров и ёмкостей, трубопроводов и колонн труб в скважинах, как наиболее металлоёмких сооружений. Большинство резервуаров, ёмкостей и технологических аппаратов изготавливают из малоуглеродистых сталей, обладающих низкой коррозионной стойкостью. При воздействии эксплуатационной среды происходит интенсивное коррозионное разрушение их внутренней поверхности, а наличие неизбежных технологических дефектов в

сварных швах (подрезы, непровары, шлаковые включения, трещины) усиливает процесс разрушения.

По условиям протекания коррозионного процесса выделяют три характерные зоны разрушения внутренней поверхности резервуаров для хранения сырой нефти:

Первая – крыша, фермы, верхний пояс; коррозионной средой в этой зоне является парогазовая фаза, содержащая кислород воздуха, пары воды, углекислый газ, а также сероводород, выделяющийся из нефти (рисунок 4);

Вторая – цилиндрическая часть резервуара, на которую оказывает коррозионное воздействие нефть с растворёнными в ней агрессивными газами;

Третья – днище и нижний пояс резервуара; основным коррозионным агентом в этой зоне является высокоминерализованная сточная вода, выделяющаяся из нефти.

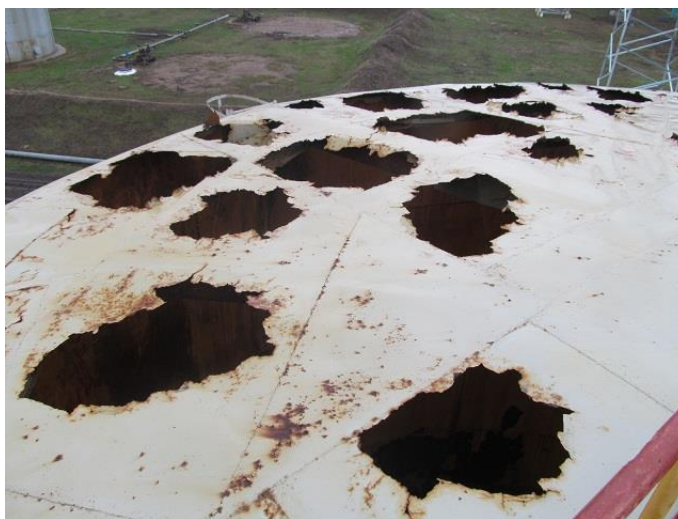


Рисунок 4 – разрушение поверхности крыши резервуара

В каждой из этих зон коррозионный процесс протекает по-разному.

Наиболее интенсивной коррозии подвергаются элементы, расположенные в первой зоне и контактирующие с газовой средой и периодически с нефтью. В этих условиях значительную роль играют процессы конденсации на внутренней поверхности резервуара паров влаги и углеводородов, заполняющих

в присутствии кислорода и сероводорода газовое пространство резервуара. Так как стенки и крыша резервуара постоянно охлаждаются атмосферным воздухом, на них образуется тонкая плёнка, состоящая из лёгких углеводородов и воды. Чем тоньше эта плёнка, тем быстрее она насыщается кислородом. Скорость коррозии металла в тонких слоях в десятки раз выше, чем в объёме агрессивной среды, что объясняется большей скоростью диффузии кислорода (основного деполяризатора коррозионных процессов) к поверхности металла. В присутствии же сероводорода кислород активно стимулирует сероводородную коррозию.

Как показала практика эксплуатации, крыша резервуара выходит из строя в два раза быстрее верхних поясов, что объясняется меньшей её толщиной, более интенсивной конденсацией углеводородов и влаги, а также повышенной концентрацией агрессивных агентов, скапливающихся в верхней части резервуара. Часто первые коррозионные повреждения возникают в зоне сварных швов, что обусловлено изменением структуры металла в околошовной зоне при проведении сварочных работ. Вследствие неоднородности металла отдельные участки поверхности становятся анодами и разрушаются значительно быстрее других, служащих катодами в образовавшихся гальванических парах.

В средней и нижней частях резервуара, где элементы конструкции постоянно или длительно находятся в жидкой среде и доступ к ним кислорода из окружающей атмосферы ограничен, коррозионные разрушения металла менее значительны.

Коррозия днищ нефтяных резервуаров часто проявляется в виде язв, особенно около приёмно-раздаточного патрубка. Механические примеси ускоряют процесс коррозии. Попадая в резервуар вместе с потоком нефти, движущимся со значительной скоростью, с силой ударяются о днище и очищают поверхность металла от продуктов коррозии и прочих наслоений, обеспечивая тем самым доступ коррозионно-активной среды к металлу.

Коррозия днищ ускоряется также падающими с верхних конструкций резервуара продуктами коррозии, в которые могут входить соединения

сернистого железа; последние образуют дополнительные очаги электрохимической коррозии и служат катодами в образующихся макрогальванических парах.

Коррозионная активность транспортируемых нефтей резко возрастает при попадании в них из атмосферы или другим путём кислорода. Стимулирующая роль кислорода особенно заметно проявляется при транспортировании высокообводнённых нефтей.

Сероводородная коррозия внутренней поверхности газопроводов протекает как в тонкой плёнке, адсорбированной на поверхности труб, так и в объёме электролита, скапливающегося на пониженных участках газопровода в условиях непрерывно конденсирующейся из газа жидкости. Интенсивному коррозионному разрушению подвержены колонны насосно-компрессорных (НКТ) и обсадных труб в скважинах. С ростом удельного содержания воды в продукции скважины средний срок службы НКТ при наличии сероводорода снижается в кратное число раз. К основным видам повреждения относятся сквозные свищи и раковины в теле трубы, нарушение плотности резьбового соединения, приводящее к потере герметичности колонны (рисунки 5,6).



Рисунок 5 – НКТ наработка 327 суток. Коррозионно-активная скважина.

Сероводород, содержащийся в нефтяных и газовых скважинах, имеет главным образом биогенное происхождение. Благоприятные условия для протекания микробиологических процессов создаются при закачке в пласт сточной, речной или морской воды. Из многочисленных видов бактерий, опасных для металлов, наибольший вред приносят сульфатвосстанавливающие (СВВ) и тионовые бактерии. Около 80 % коррозионных поражений колонн труб в добывающих скважинах связано с деятельностью СВВ.

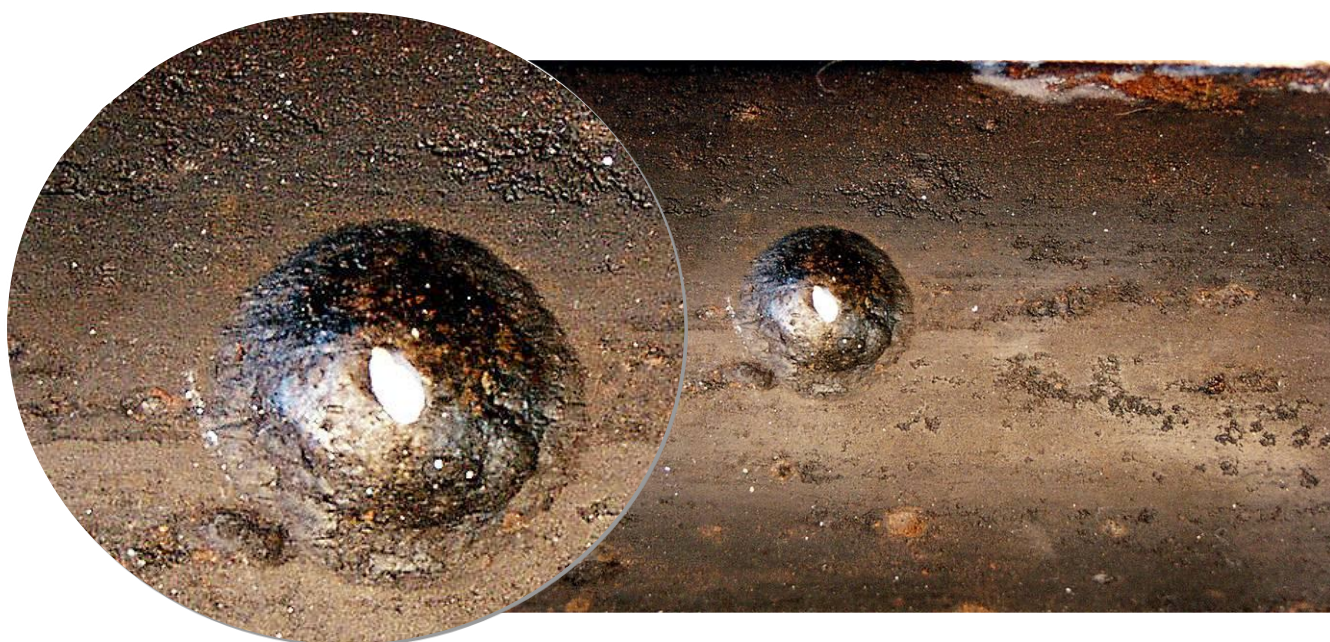


Рисунок 6 – НКТ наработка 226 суток. Коррозионно-активная скважина

Коррозия под влиянием микробиологических процессов концентрируется прежде всего на участках оборудования и сооружений, где вода застаивается. Интенсивному коррозионному разрушению в результате деятельности СВВ подвергаются днища резервуаров, обсадные колонны, внутренние поверхности промысловых водоводов, системы конденсационно-холодильного оборудования и др. Клетки СВВ в процессе своей жизнедеятельности превращают сульфаты и сульфиты в сероводород, окисляя водород молекулярный или выделяющийся в результате катодной реакции при коррозии оборудования.

Атомы водорода, растворяясь в кристаллической решётке стали, отдают свои электроны, превращаясь в положительно-заряженные ионы (протоны).

Ионы водорода диффундируют в кристаллической решётке стали с большой скоростью, имеющиеся в металле разнообразные дефекты служат активными стоками для водорода. Достигнув в металле какого-либо внутреннего дефекта (микropустоты, трещины, раковины, дислокации и т.п.), ионы водорода выходят из кристаллической решётки в объём микродефекта и, молизуясь, создают в этом дефекте значительное внутреннее давление (30 МПа и выше).

Поглощение сталью водорода вредно сказывается на её механических свойствах. У пластичных малоуглеродистых сталей резко снижаются показатели пластичности – относительное удлинение, поперечное сужение, ударная прочность. У высокоуглеродистых термоупрочнённых сталей с повышенными прочностными характеристиками уменьшается предел прочности. Подобные стали имеют повышенную склонность к трещинообразованию при воздействии водных растворов сероводорода.

Коррозионные и сорбционные процессы разрушения металла оборудования и сооружений часто протекают не изолированно, а в сочетании с различными механическими воздействиями на него. Это обуславливает возникновение и развитие коррозионно-механических и сорбционно-механических процессов разрушения или их сочетания, в частности, коррозии под напряжением, коррозионной или сорбционной усталости, коррозионно-механического изнашивания.

Значительное число отказов оборудования и сооружений нефтегазовой отрасли связано с деформацией и изломом металла в результате совместного действия механических напряжений и коррозионно-активной среды.

Вследствие коррозии уменьшается толщина металла, образуются концентраторы напряжений, что вызывает значительный рост механических напряжений в нагруженных металлоконструкциях и, как результат этого, их деформирование и разрушение. Такой механизм разрушения характерен для коррозии металла под напряжением [3].

Водородное охрупчивание металла в условиях статического нагружения приводит к снижению его прочности во времени. Подобное явление называют

статической (водородной) усталостью или при наводороживании в сероводородсодержащих средах – сульфидным растрескиванием [4].

Статическая (водородная) усталость металла – одна из основных причин хрупкого излома НКТ, деталей запорной арматуры и скажинных насосов. В сероводородсодержащих скважинах со значительным давлением газа в затрубном пространстве основным видом разрушения колонн труб является хрупкое сульфидное растрескивание. Происходят хрупкие изломы НКТ как по гладкой части, так и по резьбе. Витки резьбы представляют собой концентраторы напряжения и при контакте с сероводородсодержащей продукцией скважины из-за недостаточной герметичности резьбового соединения служат очагами возникновения коррозионно-усталостных трещин.

В запорной устьевой и трубопроводной арматуре хрупкому излому чаще всего подвержены тарельчатые пружины, обеспечивающие прижатие седел к шиберу. Распространение трещин по сечению пружины не одинаково. Трещины возникают в основном на наружных участках пружины, что обусловлено особенностями её напряжённо-деформированного состояния. При сжатии пружин наружные слои их испытывают напряжения растяжения, а внутренние – напряжения сжатия.

Наиболее опасны при наводороживании растягивающие напряжения. Развитие трещин при этом происходит перпендикулярно к плоскости действия напряжений, в связи с чем излом на наружном участке пружины направлен радиально, т.е. перпендикулярно к направлению действия напряжений, а во внутренних слоях, испытывающих сжимающие напряжения, излом происходит под некоторым углом к радиусу пружины.

Приведённые данные об особенностях эксплуатации и основных причинах нарушения работоспособности различных элементов нефтегазового оборудования и сооружений показывают, что большинство их повреждений и отказов является следствием физико-химических процессов, развивающихся на поверхностях и в объёме металла оборудования вследствие его контактного взаимодействия с внешней средой. При разных условиях контактного

взаимодействия развиваются различные физико-химические процессы, каждый из которых или их сочетание вызывают определённый вид дефектов оборудования и сооружений. Как видно из приведённых данных возникновение и интенсивность протекания этих процессов в значительной степени обуславливаются физико-химическими, механическими свойствами и микрорельефом поверхностей оборудования и сооружений.

Оборудование и сооружения с полимерным покрытием имеет в этих условиях ряд неоспоримых преимуществ. Большая гамма материалов, используемых для полимерных покрытия, позволяет направленно изменять в широком диапазоне физико-химические, механические свойства и микрорельеф поверхностей оборудования и сооружений без изменения их объёмных свойств. В результате оборудование и сооружения приобретают ценные свойства без существенного изменения конструкции, технологии изготовления, а также без значительных затрат.

Полимерные покрытия можно многократно наносить на оборудование и постройки различных размеров и конфигурации. Можно послойно сочетать по толщине покрытия различные материалы для получения требуемого градиента физико-химических и механических свойств, изменять толщину покрытия в широких пределах (рисунок 7).



Рисунок 7 – НКТ без полимерного покрытия (слева) и с полимерным покрытием (справа)

Технологические процессы формирования полимерных покрытий достаточно просты, что позволяет выполнять их как на заводах-изготовителях оборудования и сооружений, на ремонтных предприятиях, так и непосредственно на месте эксплуатации. Благодаря этому можно многократно восстанавливать покрытие оборудования и сооружений при незначительных затратах на ремонт. Сочетание полимерных покрытий с недорогими и недефицитными металлами обеспечивают значительную экономию средств при сооружении и эксплуатации различных объектов нефтегазовой отрасли.

К покрытиям нефтегазового оборудования и сооружений предъявляют очень жесткие требования. Во многих случаях они должны эксплуатироваться длительное время без ремонта, и эффективность их применения в значительной степени определяется способностью сохранять требуемые свойства в течение заданного времени.

При выборе материалов и конструкции покрытия на их основе применительно к конкретным условиям эксплуатации особое внимание следует уделять характеру внешних воздействий. Важно учитывать влияние не только отдельных эксплуатационных факторов, но и их совокупности, так как при этом в покрытии могут протекать качественно иные процессы, которые могут повлиять на его способность выполнять требуемые функции.

Изменения свойств и разрушение покрытия, происходящие при эксплуатации, являются результатом различных физико-химических процессов, протекающих в полимере, в частности:

- вымывания средой отдельных компонентов материала покрытия, химически не связанных с плёнкообразователем, их выпотевание из объёма плёнки на поверхность, в результате чего изменяются состав, физико-химические и механические свойства покрытия;
- химического разрушения компонентов материала покрытия под влиянием агрессивной среды, высокой температуры, облучения, приводящего к

значительному изменению физико-химических и механических свойств покрытия;

- механических воздействий на покрытие (вибрации, удар, контактные нагрузки, остаточные напряжения в полимерной плёнке, эрозия, трение и др.), вызывающих механическое разрушение плёнки, её отслаивание, изменение физико-химических и механических свойств;

Выбор покрытия может быть правильным только тогда, когда учитываются все изменения, которые могут возникнуть в покрытии в процессе эксплуатации.

Полимерные покрытия – наиболее распространённое средство защиты металла от коррозии, однако механизм их противокоррозионного действия до конца не выяснен. Это объясняется сложностью конструкции покрытий, многообразием применяемых материалов и их многокомпонентностью. В большинстве случаев полимерные покрытия не предотвращают полностью коррозионный процесс на поверхности металла, а обеспечивают его торможение.

Противокоррозионное действие покрытия недостаточно объяснять его изоляционными свойствами. Проницаемость многих покрытий по отношению к воде, кислороду и электролиту – наиболее распространённым агентам коррозии – достаточна для протекания коррозионного процесса на поверхности металла под покрытием. Однако покрытие при этом обладает достаточно высокими защитными свойствами.

Торможение коррозионного процесса металла под покрытие обусловлено комплексом факторов: изоляционными, электроизоляционными, адгезионными свойствами покрытия, его способностью замедлять диффузию и перенос коррозионно-активных агентов к металлической поверхности, пассивировать или электрохимически защищать металл.

Значительное влияние на процесс коррозии металла под покрытием оказывает скорость проникновения ионов через плёнку полимера. Наряду со свободной диффузией ионов, обусловленной разностью концентрации растворов, ионы могут проникать через покрытие в результате миграции,

вызванной наличием электрического поля, так как между участками металла с покрытием различной толщины или между покрытыми и непокрытыми участками возникает заметная разность потенциалов, усиливающая миграцию ионов. Важным фактором для развития процесса коррозии является скорость отвода ионов железа в раствор, зависящая от их способности проникать через плёнку покрытия. При малой скорости отвода ионы железа, оставаясь на поверхности раздела плёнка-металл, могут способствовать торможению коррозии во времени. Поскольку не безразлично, какие ионы проникают через покрытие, следует ограничивать проницаемость наиболее агрессивных ионов. Это обеспечивается соответствующим выбором материала покрытия, не пропускающего данный вид ионов, или модифицированием покрытия специальными добавками, изменяющими заряд плёнки. Так как коррозионный процесс металла под покрытием сохраняет свою электрохимическую природу, существенную роль в механизме защитного действия покрытия играет пассивация металла отдельными компонентами материала покрытия [5].

Противокоррозионное действие полимерного покрытия в значительной степени определяется его адгезией к защищаемой поверхности металла. Адгезионное взаимодействие полимерного слоя с металлом затрудняет адсорбцию среды на поверхности металла.

Молекула воды, кислорода и электролита могут контактировать с металлом только на участках, на которых отсутствует адгезионная связь. Чем больше число центров адгезии, тем меньше подобных участков остаётся на металле и тем меньше возможностей для развития коррозионного процесса [2].

3.2 Сравнительный анализ существующего подхода борьбы с коррозией

В данной работе рассматривается вариант решения вопроса противодействия коррозии путём защиты оборудования полимерным

покрытием. Опытно-промысловые испытания (ОПИ) проводились на скважинах с наличием осложнённых условий эксплуатации:

- скважины осложнённого коррозионного фонда;
- кислотные обработки;
- высоко-обводнённые скважины;
- наличие углекислого газа, сероводорода и СВБ в продукции.

Скважины для проведения опытнo-промысловых испытаний НКТ, определялись при формировании графика движения бригад КРС для проведения ремонта скважин коррозионно-осложнённого фонда ОТТДН (ОДН) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Целью данных испытаний являлось повышение эксплуатационной надёжности глубинно-насосного оборудования (ГНО), эксплуатируемого в углекислотных и сероводородсодержащих средах, заражённых СВБ.

При сравнении результатов эксплуатации скважин геологических залежей с высоко коррозионно-агрессивной средой отмечено, что наработка скважины на отказ при отнесении его к коррозии составляет, в частности для КЦДНГ-2 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по ЭПУ – 127 суток, по НКТ – 180 суток. Что свидетельствует о более интенсивном коррозионном разрушении узлов электропогружного оборудования (ЭПУ), в сравнении с НКТ.

Для обеспечения комплектации ГНО с опытными подвесками НКТ и НКТ выполненными в коррозионно-стойком исполнении (не учитывая ингибиторные обработки) применяются ЭПУ оснащённые протекторами коррозии или с полимерным покрытием. При этом практика эксплуатации свидетельствует о целесообразности комплексной защиты ЭПУ с применением защитных полимерных покрытий и протекторов коррозии совместно. Использование проекторов коррозии позволяет защитить крепёж и области с дефектом покрытия, полученным при транспортировке и спуске ЭПУ, а использование покрытия позволяет защитить узлы ЭПУ наиболее электронасыщенные (погружной электродвигатель (ПЭД)) и удалённые от области установки протекторов коррозии.

В 2007-2008 годах для решения вышеуказанной проблемы на 22 комплектах ЭПУ компанией «Волкомпани» было произведено нанесение защитных покрытий Цинотан+Ферротан (14 комплектов) и Б-ЭП-0261 (8 комплектов). В ходе эксплуатации были достигнуты следующие результаты: наработка скважин на отказ – 279 суток, средний прирост наработки достиг 109 суток, текущая наработка скважин оснащённых ЭПУ с полимерным покрытием производства «Волкомпани» достигала по состоянию на 01.01.10 – 597 суток (по 3 скважинам). По 6 установкам отмечена коррозия в местах нарушения целостности покрытия при спускоподъёмных операциях (СПО), по 8 комплектam был капремонт, списание отдельных узлов. Коррозионные отказы, связанные с нарушением целостности покрытия в равной мере были удельно распределены по типам покрытия. При этом установки спускались без центраторов. Коррозионные поражения имелись только в местах скола покрытия при СПО, потери адгезии покрытия к металлу от воздействия нефти не наблюдалось.

В 2009 году в скважине №2 Баяндыского месторождения эксплуатировалось ЭПУ с покрытием НЕМРАДУР 85671, нанесённым так же компанией «Волкомпани». Нарботка достигла 174 суток. Отказ был связан с нарушением технологии ремонта скважины.

Результат осмотра состояния покрытия на корпусах узлов установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) со скв.№2 в ЦСО ЭПУ показал:

1. Покрытие обеспечило герметизацию металла корпусов узлов ЭПУ от эксплуатационной среды, адгезия не утрачена, видимого набухания и отслоения покрытия на значительных участках не обнаружено.

2. Имеются отдельные сколы покрытия длиной до 20 – 30 мм полученные при ударе поверхности с покрытием о твердые предметы, как при спуске установки, так и после ее извлечения из скважины и доставки в ЦСО ЭПУ. В месте скола общая коррозия глубиной менее 0,5 мм, язвы и питтинги отсутствовали. Имелись глубокие (до металла корпуса) потертости на корпусе ПЭД полученные при кантовке узла. Удовлетворительное состояние покрытия

корпуса ПЭД обусловлено, в том числе, применением кожуха препятствовавшего трению ПЭД по обсадной колонне при СПО.

3. В местах с закрашенными участками имеется пузырение покрытия. Диаметр отдельных вздутий не превышает 10 мм. Стенки вздутий твердые, вручную трудно отделяются от поверхности металла, под отделенными вздутиями (пузырьками) металл поверхности без коррозии, проникновения эксплуатационной жидкости не отмечено. В местах вскрытых вздутий характер коррозии металла сходный с поверхностью со сколами. Причина пузырения – выделение растворителя из не отвердевшего слоя покрытия при его восстановлении на устье и последующего попадания в высокотемпературную среду (после спуска в скважину).

По результатам эксплуатации отмечена высокая требовательность рассмотренных типов покрытия к качеству подготовки поверхности обеспечивающей необходимый уровень адгезии полимерного покрытия к металлу. Что обеспечивается привлечением специализированной организации занимающейся защитными промышленными покрытиями. При соблюдении данных требований достигается защитный эффект узлов ЭПУ, но при повторном СПО требуется ремонт поврежденных участков покрытия. Улучшения эксплуатационных характеристик установок с покрытием можно добиться применением центраторов при спуске ЭПУ.

Сводные результаты испытаний приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты эксплуатации ЭПУ с полимерным ЛКП покрытием, нанесенным ЗАО ПП «Волкомпани» на 01.01.10

Цех	№скв.	Тип ЭПУ	Тип покрытия	НКТ	Дата пуска	Дата ост.	Отраб. суток	Пред. сред. нар-ка (3 посл.отказа)	Рост (+/-)	Причина отказа	Примечание
1	3242	ЭВН-25-1500	Цинотан+Ферротан	полимер	28.05.08	02.06.09	370	161	209	R=0	скв.корр.ПЭД
1	3449	ЭВН-25-1500	Б-ЭП-0261	полимер	01.08.08	13.06.09	316	205	111	R=0	износ оборудования, трещина статора ПЭД
1	4266	002ЭЦН5 30-1100	Б-ЭП-0261	КС	21.07.08	22.07.09	366	175	191	R=0	коррозия ГНО, мех.примеси
1	7180	ЭВН-25-1000	Б-ЭП-0261	ЛС	04.08.08	21.02.09	201	155	46		на ПЭД отдельные корр.язвы до 2,5 мм
1	8334	ЭВН-25-1000	Цинотан+Ферротан	полимер	31.07.08	09.04.09	252	155	97	снижение подачи	износ оборудования
1	11059	002ЭЦН5-50-1550	Цинотан+Ферротан	ЛС	20.03.08	01.07.08	103	146	-43	R=0	сквозная коррозия ПЭД
1	11059	401ЭЦН5-45-1600	Б-ЭП-0261	ЛС	14.09.08	22.12.08	99	156	-57	н/п лифт-	отбр.-1НКТ дыра по телу
1	11060	001ЭЦН5 50-1300	Цинотан+Ферротан	ЛС	17.01.08	27.05.08	131	143	-12	R=0	скв.коррозия ПЭД, 1 НКТ дыра по телу
2	707	209ЭЦНАИ5А-160-1500	Цинотан+Ферротан	ЛС	30.05.08		626	165	461	в работе	
2	766	402 ЭЦН5-125-1800	Б-ЭП-0261	ЛС	28.07.08	06.04.09	252	207	45	R=0	гидрообразивный износ рабочих органов (коррозии на ГНО нет)
2	1087	ЭВН-25-1000	Б-ЭП-0261	ЛС	12.08.08	25.10.08	74	129	-55	нет подачи	ПЭД с повреждением покрытия
2	2866	ЭВН-25-1000	Цинотан+Ферротан	полимер	26.07.08	24.03.09	241	124	117	н/п-лифт+	износ оборудования
2	2998	ЭВН-25-1500	Цинотан+Ферротан	полимер	14.05.08	08.12.08	208	221	-13	н/п лифт-	корпуса ЭПУ в норме
2	7045	ЭВН 25-1500	Цинотан+Ферротан	ЛС	22.09.08	07.02.09	138	95	43	R=0	корпуса ЭПУ в норме
3	904	002ЭЦН5А-250-1000	Цинотан+Ферротан	ЛС	15.06.08		610	131	479	в работе	
3	934	209 ЭЦН АИ5-80-2000	Б-ЭП-0261	ЛС	31.07.08	05.09.09	401	175	226	н/п-лифт+	остановлена обв. 100%,
4	1177	ЭЦНИ5А 160-1750	Цинотан+Ферротан	КС	07.03.08	18.11.08	256	156	100	R=0	скв.гидрообразивный износ насоса

Окончание таблицы 3.1

Цех	№скв.	Тип ЭПУ	Тип покрытия	НКТ	Дата пуска	Дата ост.	Отраб. суток	Пред. сред. нар-ка (3 посл.отказа)	Рост (+/-)	Причина отказа	Примечание
4	1246	Л28ЭЦНМ5А 250-1700	Цинотан+Ферротан	ЛС	26.03.08	12.01.10	657	159	498	н/п лифт+	тугое вращение вала насоса
4	1631	442ЭЦНД5-80-1200	Цинотан+Ферротан	полимер	21.05.08	20.03.09	303	152	151	R=0	корпуса ЭПУ в норме
4	1763	441ЭЦНД5-125-1100	Цинотан+Ферротан	ЛС	26.03.08		691	227	464	в работе	
4	1848	ЭЦНМ5 -30-1700	Цинотан+Ферротан	ЛС	09.10.08	09.12.09	426	291	135	R=0	сквозн .коррозия ПЭД
6	2298	402ЭЦН5А-250-1400	Б-ЭП-0261	ЛС	06.08.08	28.12.09	509	235	274	н/п-лифт-	коррозия брони удлинителя, корпус ЭПУ в норме

Аналогично, в 2010 году проводились опытно-промысловые испытания с внутренним защитным покрытием POLY PLEX-P. Сформировано 3 подвески и спущены в скважины в период 18.11.2010 – 25.04.2011.

Итоги эксплуатации НКТ в скважинах коррозионного фонда, сводные результаты испытаний приведены в таблице 3.2:

1. Подвески опытных НКТ эксплуатировались в скважинах:

- 319 КЦДНГ-6, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 1301 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 940 сут. (в 3,6 раза);

- 3302 КЦДНГ-1, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 308 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 163 сут. (в 2,1 раза);

- 11060 КЦДНГ-1, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 613 сут., нахождение подвески скважины в период ее бездействия – 755 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 273 сут. (в 1,8 раза).

2. При производстве подъема подвески НКТ после эксплуатации производилась оценка кратковременного воздействия пара на трубу и очистки трубы путем промывки в горячей воде +90 °С с ПАВ – проявления дефектов от указанных видов воздействия на внутреннем покрытии трубы POLY PLEX-P не выявлено.

3. При визуальном осмотре состояния покрытия труб извлеченных из скважин после эксплуатации проницаемости защитного покрытия в агрессивных средах в форме «пузырения» или локального отслаивания покрытия не выявлено.

4. Всего не возвратно отбраковано труб с коррозией в месте эксплуатационного нарушения целостности покрытия в период подконтрольной эксплуатации – 48 шт. из 420 труб, или 11% всего количества. По 2 подвескам из 3-х на 50% труб после эксплуатации наблюдалась коррозия резьбовой части, развивающаяся фронтом с торцевой части резьбы.

5. Эксплуатация опытных НКТ сопровождалась увеличением наработки труб до смены подвески в 2,6 раза или в среднем на 459 суток (суммарно по трем подвескам на 1376 суток).

6. Стойкость к асфальто-смоло-парафиновым отложениям (АСПО) – 2-е подвески НКТ были спущены в скважины, которые осложнены по мимо коррозии ГНО также отложением АСПО. В период предшествовавшей ОПИ НКТ эксплуатации по скв. 319 КЦДНГ-6 производился пуск фрезы с периодичностью 1 раз в 6 дней. В период эксплуатации НКТ с внутренним покрытием Poly Plex-P периодичность скребковых операций составляла 1 раз в 14 дней. По скважине 11060 КЦДНГ-1 интервал между скребкованием увеличен с 1 раза в 4 дня до 4 раз в месяц.

Таблица 3.2 – Сводные результаты испытаний НКТ с внутренним защитным покрытием POLY PLEX-P

Месторождение	Цех	Скв.	Наработка до смены (отбраковки) подвески НКТ по ГОСТ633 сут.	Характерные проблемы эксплуатации НКТ по ГОСТ-633	Наработка опыта НКТ	Сведения по эксплуатации	Характерные проблемы связанные с эксплуатацией	Выявленные в ходе ОПР дефекты по ТУ и инструкции по эксплуатации	Производственные результаты испытаний (уменьшение, увеличение наработки (+/-, разы)	Сводные результаты ОПР	Физ-хим состав
Возей	КЦДНГ-6	319	361	Коррозия ГНО	1301	1 СПО при наработке 1301 сут. Из 152 шт. НКТ 47 шт. отбракованы по причине коррозионного утонения стенки трубы в местах скола покрытия (сквозная коррозия отсутствовала). При эксплуатации применялось скребкование для удаления отложений АСПО	Хрупкость покрытия в резьбовой части НКТ, требуется тщательный контроль тягового усилия (момента) свинчивания труб (не более 1500 Н*м).	РД 153-39.1-288-03 1. п.9.9.1 - при остановке на ремонт сброс давления осуществлять постепенно - не реализуемо на скважинах Уса Р+С (с мембранным узлом) 2. п.10.4 - допускаются к дальнейшей эксплуатации трубы с незначительными (общей площадью не более 2 см ²) сколами покрытий на торцах и потертостями (не до металла) без отслоения покрытий. Допускается наличие поверхностных трещин на полимерном покрытии без отслоений от металла - отбракована 1 шт. НКТ, 30% труб отремонтированы по резьбе	+940 сут., в 3,6 раза	1. Высокий эксплуатационный потенциал покрытия – более 1000 сут. 2. Стойкость к коррозии за счет барьерной функции ЛКП НКТ с высокой адгезией 3. Стойкостью к температурным воздействиям (экспл. до +150, кратковременно до +200 °С) 4. Чувствительность к моменту свинчивания 5. Чувствительность к резкому перепаду давления. 6. После каждого СПО требуется ревизия на ТБ с перенарезкой резьбы или применение полимерных уплотнений защищающих кромку (стык) НКТ в месте отсутствия покрытия	ρ воды (20°С), г/см ³ - 1,072 pH - 6,58 Минерализация, г/дм ³ – 103,7 H ₂ S мг/дм ³ – 1 CO ₂ мг/дм ³ – 22 СВБ кл/мл – 0 Обводненность %об. – 95
Усинское	КЦДНГ-1	3302	145	Коррозия ГНО, не герметичность лифта	308	После СПО установлено – на 30% труб в резьбовой части имеются сколы покрытия с развитыми не сквозными участками коррозии. Потери адгезии покрытия или эксплуатационных дефектов состояния покрытия на теле труб визуально не выявлено. При дефектоскопии труб была отбракована одна труба с утонением стенки трубы в месте скола покрытия по телу НКТ. Остальные трубы годны к дальнейшей эксплуатации после ремонта резьбы			+163 сут., в 2,1 раза		ρ воды (20°С), г/см ³ - 1,051 pH - 6,59 Минерализация, г/дм ³ – 74,79 H ₂ S мг/дм ³ – 176 CO ₂ мг/дм ³ – 296 СВБ кл/мл – 1 Обводненность %об. – 95

Окончание таблицы 3.2

Месторождение	Цех	Скв.	Наработка до смены (отбраковки) подвески НКТ по ГОСТ633 сут.	Характерные проблемы эксплуатации НКТ по ГОСТ-633	Наработка опытных НКТ	Сведения по эксплуатации	Характерные проблемы связанные с эксплуатацией	Выявленные в ходе ОПР дефекты по ТУ и инструкции по эксплуатации	Производственные результаты испытаний (уменьшение, увеличение наработки (+/-, разы)	Сводные результаты ОПР	Физ-хим состав
Усинское	КЦДНГ-1	11060	340	Коррозия ГНО, не герметичность лифта	613	2 СПО при суммарной наработке подвески 613 суток, время нахождения НКТ в скв. – 755 суток. После 2-ой СПО На 50% труб в резьбовой части имеются сколы покрытия с развитыми не сквозными участками коррозии. Подвеска после ремонта резьбы НКТ годна для дальнейшей эксплуатации			+273 сут., в 1,8 раза		ρ воды (20°C), г/см ³ - 1,047 pH - 6,68 Минерализация, г/дм ³ – 67,3 H ₂ S мг/дм ³ – 170 CO ₂ мг/дм ³ – 132 СВБ кл/мл – 10 Обводненность %об. – 33
Итоговые сводные результаты			282		741				+459 сут., в 2,6 раза, всего +1376 сут.		

В 2012 году, аналогично выше упомянутым опытно-промышленным испытаниям, производились испытания НКТ с защитным покрытием Majorpack «MPAG96/C». Сформировано 6 подвесок НКТ и спущены в скважины в период 30.10.2012 – 13.11.2012.

Результаты эксплуатации НКТ в скважинах коррозионного фонда, сводные результаты испытаний приведены в таблице 3.3:

1. Подвески опытных НКТ эксплуатировались в скважинах:

- скв. 6224 КЦДНГ-1. 1 СПО, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 527 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 311 сут. (в 2,4 раза). Извлечены 14.04.2014. Отказ скважины не связан с НКТ (отсутствие подачи, лифт герметичен) – отказ ЭВН 63-1500 с коррозией узлов ЭПУ. Предыдущая средняя наработка до смены подвески НКТ 216 суток. После ревизии НКТ, подвеска признана годной к дальнейшей эксплуатации.

- скв. 429 КЦДНГ-1. Подвеска НКТ из скважины не извлекалась – в работе. Текущая наработка НКТ в скважине по состоянию на 01.11.2014 – 722 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 415 сут. (в 2,4 раза). Подвеска НКТ спущена в комплекте с ЭВН NETZSCH278-150- ST10.

- скв. 8378 КЦДНГ-1. Подвеска НКТ из скважины не извлекалась – в работе. Текущая наработка НКТ в скважине по состоянию на 01.11.2014 – 730 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 326 сут. (в 1,8 раза). Подвеска НКТ спущена в комплекте с ЭВН NETZSCH 7-1500 ВВД.

- скв. 1251 КЦДНГ-1. 1 СПО, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 199 сут., без увеличения наработки относительно труб по ГОСТ-633. Извлечены 30.05.2013. Отказ скважины не связан с НКТ (R-0) – отказ ЭВН 25-1500 (сквозная коррозия протектора). Предыдущая средняя наработка до смены подвески НКТ 245 суток. После ревизии подвеска НКТ признана годной к дальнейшей эксплуатации без отбраковки.

- скв. 7044 КЦДНГ-2. 4 СПО без вывоза подвески НКТ на ревизию – в работе. Отказы не по причине НКТ – клин насоса (два отказа), прогар жилы кабеля. Суммарная текущая наработка НКТ в скважине по состоянию на

01.11.2014 –732 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 308 сут. (в 1,7 раза). При текущем цикле эксплуатации подвеска НКТ спущена в комплекте с ЭВН 63-1200.

- скв. 1841 КЦДНГ-1. 2 СПО, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 456 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 112 сут. (в 1,3 раза). Извлечены 08.02.2014. Отказ скважины не связан с НКТ (потеря изоляции, сквозная коррозия секции насоса) – отказ ЭЦН 30-1500. Предыдущая средняя наработка до смены подвески НКТ 344 суток. После ревизии и ремонта резьбы 5 шт. НКТ, подвеска признана годной к дальнейшей эксплуатации.

2. При производстве подъема подвески НКТ после эксплуатации производилась оценка кратковременного воздействия пара на трубу и очистки трубы путем промывки в горячей воде +90 °С с ПАВ – проявления дефектов от указанных видов воздействия на покрытие труб не выявлено.

3. При визуальном осмотре состояния покрытия труб извлеченных из скважин после эксплуатации проницаемости защитного покрытия в агрессивных средах в форме «пузырения» или локального отслаивания покрытия не выявлено. Кессонного эффекта от схлопывания покрытия при сбросе давления после разрыва мембраны не выявлено.

4. Всего не возвратно отбраковано 3 шт. трубы по причинам не связанным с коррозией (искривление труб). По 5 шт. НКТ произведен ремонт резьбовой части. Для оценки ремонтпригодности с 1 шт. НКТ бывшей в эксплуатации была произведена повторная нарезка резьбы на 3-х вырезанных патрубках – дефектов защитного покрытия после нарезки резьбы в цеховых условиях трубной базы не выявлено. После процедуры нарезки новой резьбы остаются не защищенными от воздействия эксплуатационной среды кромка резьбы, которая должна защищаться стримером.

5. Эксплуатация опытных НКТ сопровождалась увеличением наработки труб в 1,7 раза или в среднем на 238 суток (суммарно по шести

подвескам на 1426 суток). По выходу подвесок труб из подконтрольной эксплуатации, их текущая эксплуатация продолжается.

Таблица 3.3 – Сводные результаты испытаний НКТ с внутренним покрытием Majorack на 01.11.2014

Месторождение	Цех	Скв.	Наработка до смены (отбраковки) подвески НКТ по ГОСТ633 сут.	Характерные проблемы эксплуатации НКТ по ГОСТ-633	Наработка опытных НКТ	Сведения по эксплуатации	Характерные проблемы связанные с эксплуатацией	Выявленные в ходе ОПР дефекты по ТУ и инструкции по эксплуатации	Производственные результаты испытаний (уменьшение, увеличение наработки (+/-, разы)	Сводные результаты ОПР	Физ-хим состав
Усинское	КЦДНГ-1	6224	216	Коррозия НКТ, засорение насоса	527	1 СПО, наработка НКТ в скважине до смены подвески – 527 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 311 сут. (в 2,4 раза). Извлечены 14.04.2014. Отказ скважины не связан с НКТ. Предыдущая средняя наработка до смены подвески НКТ 216 суток. После ревизии НКТ признаны годными к дальнейшей эксплуатации (3 шт. отбракованы по кривизне).	1. После процедуры нарезки новой резьбы остаются не защищенными от воздействия эксплуатационной среды кромка резьбы, которая должна защищаться стримером. 2. Не рекомендуются традиционные технологии очистки (острым паром, обжигом, шаблонированием). 3. В месте утраты ЛКП слоя возможно появление осложнений характерных для простой оцинкованной трубы	Не выявлены	+311 сут., в 2,4 раза	1. Высокий эксплуатационный потенциал НКТ – более 1000 сут. 2. Стойкость к коррозии за счет протекторной и барьерной функции покрытия НКТ с высокой адгезией 3. В ходе эксплуатации дефектов покрытия не выявлено 4. Стойкостью к температурным воздействиям (экспл. до +120 °С), кессонного (схлопывание при перепаде давления) эффекта не выявлено 5. Трубы не требуют специальных инструментов и технологий обращения, за исключением технологий очистки (длительно острым паром, обжигом, шаблонированием) 6. НКТ ремонтпригодны в условиях трубной базы в части нарезки новой резьбы	ρ воды при 20°С, г/см ³ - 1,051 pH - 6,71 Минерализация, г/дм ³ – 74,8 Концентрация H ₂ S мг/дм ³ – 91 Концентрация CO ₂ мг/дм ³ – 136 Концентрация СВБ кл/мл – 0 Обводненность %об. – 46
Усинское	КЦДНГ-1	429	307	Коррозия, засорение насоса	722	Подвеска не извлекалась – в работе . Текущая наработка НКТ по состоянию на 01.11.2014 – 722 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 415 сут. (в 2,4 раза)			+415 сут., в 2,4 раза		н/эмульсия, обводненность %об. – 13
Усинское	КЦДНГ-1	8378	404	Коррозия НКТ, засорение насоса, износ ЭВН	730	Подвеска не извлекалась – в работе . Текущая наработка НКТ в скважине по состоянию на 01.11.2014 – 730 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 326 сут. (в 1,8 раза)			+326 сут., в 1,8 раза		н/эмульсия, обводненность %об. – 19

Продолжение таблицы 3.3

Месторождение	Цех	Скв.	Наработка до смены (отбраковки) подвески НКТ по ГОСТ633 сут.	Характерные проблемы эксплуатации НКТ по ГОСТ-633	Наработка опытных НКТ	Сведения по эксплуатации	Характерные проблемы связанные с эксплуатацией	Выявленные в ходе ОПР дефекты по ТУ и инструкции по эксплуатации	Производственные результаты испытаний (уменьшение, увеличение наработки (+/-, разы)	Сводные результаты ОПР	Физ-хим состав
Усинское	КЦДНГ-1	1251	245	Коррозия, износ ЭВН	199	1 СПО, наработка до смены подвески – 199 сут., без увеличения наработки относительно труб по ГОСТ-633. Извлечены 30.05.2013. Отказ скважины не связан с НКТ (сквозная коррозия протектора). Предыдущая наработка до смены подвески НКТ 245 суток. После ревизии подвеска НКТ признана годной к дальнейшей эксплуатации без отбраковки.			-		ρ воды при 20 ⁰ С, г/см ³ - 1,055 pH – 7,47 Минерализация, г/дм ³ – 72,2 Концентрация H ₂ S мг/дм ³ – 110 Концентрация CO ₂ мг/дм ³ – 229 Концентрация СВБ кл/мл – 1 Обводненность %об. – 90
Усинское	КЦДНГ-2	7044	424	Коррозия	732	4 СПО без вывоза подвески на ревизию – в работе . Отказы не по причине НКТ. Суммарная текущая наработка НКТ в скважине по состоянию на 01.11.2014 – 732 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 308 сут. (в 1,7 раза)			+308 сут., в 1,7 раза		ρ воды при 20 ⁰ С, г/см ³ - 1,058 pH - 6,31 Минерализация, г/дм ³ – 94,4 Концентрация H ₂ S мг/дм ³ – 161 Концентрация CO ₂ мг/дм ³ – 185 Концентрация СВБ кл/мл – 1 Обводненность %об. – 94,6

Окончание таблицы 3.3

Месторождение	Цех	Скв.	Наработка до смены (отбраковки) подвески НКТ по ГОСТ633 сут.	Характерные проблемы эксплуатации НКТ по ГОСТ-633	Наработка опытных НКТ	Сведения по эксплуатации	Характерные проблемы связанные с эксплуатацией	Выявленные в ходе ОПР дефекты по ТУ и инструкции по эксплуатации	Производственные результаты испытаний (уменьшение, увеличение наработки (+/-, разы))	Сводные результаты ОПР	Физ-хим состав
Возейское	КЦДНГ-4	1841	344	Коррозия, засорение насоса	456	2 СПО, наработка в скважине до смены подвески – 456 сут., увеличение наработки относительно труб по ГОСТ-633 – на 112 сут. (в 1,3 раза). Извлечены 08.02.2014. Отказ скважины не связан с НКТ. Предыдущая средняя наработка до смены подвески НКТ 344 суток. После ревизии и ремонта резьбы 5 шт. НКТ, подвеска признана годной к дальнейшей эксплуатации			+112 сут., в 1,3 раза		ρ воды при 20°C, г/см ³ - 1,049 pH - 6,35 Минерализация, г/дм ³ – 68,8 Концентрация H ₂ S мг/дм ³ – 6,4 Концентрация CO ₂ мг/дм ³ – 44 Концентрация СВБ кл/мл – 0 Обводненность %об. – 93
Итоговые сводные результаты			323		561				+238 сут., в 1,7 раза, всего +1426 сут.		

3.3 Выводы и рекомендации

Основываясь на данные опытно-промышленных испытаний можно сказать о крайней необходимости антикоррозионных мероприятий по защите оборудования. Увеличение срока службы в осложнённых условиях эксплуатации относительно средней наработки скважины на отказ 180 суток по НКТ – до 1300 суток, в лучшем результате.

Представленные данные об антикоррозионной защите погружного оборудования положительно показывают, что использование полимерных защитных материалов многократно увеличивает срок службы погружного оборудования, тем самым сокращая необходимость в завозе в удалённые регионы дополнительного объёма запасных частей и комплектов.

Необходимо обращать внимание на правильный подбор современных полимерных материалов лидирующих производителей, технологию и контроль нанесения антикоррозионного покрытия на погружное оборудование.

4 Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей. Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Целью данного раздела дипломной работы является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Данный раздел посвящен анализу и разработке мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа на углеводородного сырья в Усинском районе Республики Коми.

Местом работы оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка промысла на открытом воздухе.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы:

- тяжелые метеоусловия;
- воздействие на организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- травмы в процессе работы;
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- высокое давление в технологических трубопроводах и оборудовании;
- поражение электрическим током;
- большая взрывопожаропасность производства.

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [6].

Основными возможными аварийными ситуациями являются: разлив нефти; разгерметизация трубопровода или технологического оборудования; прорыв газа; пожар; взрыв.

При возникновении аварийной ситуации происходит загрязнение окружающей среды, водоемов, отравление животных углеводородами, пожар. Для оперативной ликвидации аварии, а также ее последствий на негазовых предприятиях разрабатывают план ликвидации аварий, проводят обучение персонала.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Усинское месторождение находится в Усинском районе - в самом северном и крупнейшем субъекте Иркутской области. Район имеет статус территории Крайнего Севера, его площадь составляет 139043 кв. км или почти пятую часть области.

Несмотря на то, что на климатической карте России климат обозначен как умеренно-континентальный, по своим параметрам он ближе к субарктическому. Средняя температура зимой от -20 °С, до -58 °С; летом максимальная температура иногда достигает $+35$ °С, а средняя – около $+10$ °С. Снежный покров удерживается 230 дней в году, с середины октября до июня. С сентября до середины октября частые затяжные морозящие ледяные дожди. Наиболее теплый сезон, с середины июля до середины августа. Минимальная температура воздуха в Усинском районе, зафиксирована зимой на Возее достигла отметки -64 °С, в это же время в самом городе температура составила -58 °С [7].

Метеорологические условия на нефтяном и газовом производстве (микроклимат) определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) и тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Максимально допустимая температура воздуха на открытом пространстве при проведении любого вида работ 38°С, минимально допустимая -35 °С, максимально допустимая скорость движения воздуха 30 м/с.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых [8].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательных, административно-бытовых и рабочих помещений рекомендуется использовать системы отопления и вентиляции. В зимний период используются электрические обогреватели. Из-за большого количества утечек газа, происходящих во время сепарации нефти и замера дебита скважины, помещение АГЗУ рекомендуется оснащать системой вентиляции.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук [9]. Для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, отводимых во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин равны 0,36 га. Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог 6 м. Площадка расчищается от леса, кустарника, травы и выравнивается в радиусе не менее 25 м. На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства

обслуживания и ремонта оборудования. Ширина прохода между агрегатами составляет 0,85 м [10].

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин).

При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50 °С) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, предельно допустимая концентрация (ПДК) H_2S - $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ [11].

Для контроля запыленности и загазованности используют газоанализаторы.

Нормы освещенности устья скважины представлены в таблице 4.1 [12].

Таблица 4.1 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Для освещения производственных площадок, неотопливаемых помещений, проездов применяют газоразрядные источники света. При освещении площадки газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не превышает 20%. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки.

На открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники имеют взрывозащитное, пылезащитное исполнение [12].

Для освещения площадки выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. С учетом нормативных рекомендаций по источникам света принимаем к установке прожектора типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности, приведены в таблице 4.2 [13].

Таблица 4.2 – Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Нормативная освещенность площадки скважины составляет $E_n = 75$ лк [14]. В результате выполненных расчетов принимаем к установке 16 прожекторов, по 4 прожектора на каждой мачте. Минимальная высота установки прожекторов на мачтах составляет 10 м.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы [8].

Одним из вредных факторов для оператора по добыче нефти и газа являются повреждения в результате контакта с насекомыми.

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Наряду со всеми вышеперечисленными опасностями для работы оператора стоит повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

При добыче нефти и газа используются машины и механизмы, при работе которых увеличивается уровень шума и вибраций: установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др.

Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной систем, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

В связи с этим имеется превышение уровней шумов над нормами на 13-31

дБ [15].

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами представлены в таблице 4.3 [16], уровень шума на рабочих местах – в таблице 4.4 [15].

Таблица 4.3 – Уровни вибраций

Виды вибраций	Направление по которому нормируется вибрация	Среднеквадратичные значения виброскорости, м/с · 10 ⁻²							
		Уровни вибрации, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		1	2	4	8	16	31,5	63	125
Технологическое на постоянных рабочих местах	Вертикальная (на оси) или горизонтальная (по осям)	-	1,31	0,46	0,22	0,29	0,29	0,29	-

Таблица 4.4 – Шум на рабочих местах

Характеристика помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные работы, рабочие зоны и места в производственных помещениях и территории предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Для снижения вредного воздействия шумов и вибраций на буровой

необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали, применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией применяют: подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка); изменение в конструкции; использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При обслуживании скважинного фонда необходимо обратить внимание на опасные факторы и предпринять необходимые меры для безопасного проведения работ.

Для снижения возможных механических травм необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для этого используются коллективные средства защиты, устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением [12].

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 категории [17].

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током должны быть применены следующие меры:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока);
- установка заземления.

В нефтяной промышленности применяемыми вредными веществами являются сырая нефть, двуокись углерода, сероводород, сернистый ангидрид, детергенты, природный газ, бензин, предельные углеводороды, окись углерода.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Сернистый ангидрид – это бесцветный газ с острым запахом, который раздражает дыхательные пути с образованием на их поверхности серной кислоты. ПДК его в воздухе составляет 10мг/м³. Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500мг/м³.

Бензин поступает в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Отравление бензином наступает при

концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³. Если концентрация составляет 0,04 мг/м³, то смерть человека наступает мгновенно.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м³. Здесь при концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ – смерть [18].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В Усинском районе сохраняется высокий уровень опасности лесных пожаров, которые не только обуславливают значительные изменения в состоянии природной среды, но и представляют потенциальную угрозу для нефтедобывающих объектов.

На кустовых площадках Усинского нефтегазового месторождения основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг [19].

Основными причинами пожара являются негерметичность оборудования и нарушение технологического процесса переработки углеводородов, вследствие которых происходит утечка газообразных углеводородов, образующих легковоспламеняющуюся смесь с воздухом, способную привести к взрыву.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–І, В–Іа, В–Іг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси. Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в табл. 4.5 [19].

Таблица 4.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
<p>В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.</p>			

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. По периметру площадки необходимо иметь минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м [19].

На кустовых площадках установлена пожарная сигнализация, которая при возникновении пожара, останавливает работу всего технологического оборудования путем его обесточивания.

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, представленными в таблице 4.6 [19].

Таблица 4.6 – Первичные средства пожаротушения

Место установки	Средство пожаротушения, шт								
	Огнетушитель ОУ-5П	Огнетушитель ОУП-10	Ящик с песком, 0,5 м ³	Лом пожарный	Лопата	Топор пожарный	Багор пожарный	Ведро пожарное	Щит пожарный
Рабочая площадка, устье скважины	2	-	1	1	2	1	1	2	1

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

На промплощадках каждого пункта Усинского месторождения размещены резервуарные парки хранения нефти и газового конденсата для обеспечения автономного режима работы в течение 6 мес., насосные установки, противопожарные посты, и др. объекты обслуживания.

На объекте соблюдается противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки

горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -40°C); метели и снежные заносы;
- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В связи с возможной ЧС необходимым условием реализации проекта является подготовка и осуществление программы обеспечения необходимого медицинского обслуживания персонала и его экстренной медицинской эвакуации в случае необходимости.

В зоне реализации проекта постоянные жилые поселки отсутствуют, поэтому возможные аварийные ситуации на нефтепроводе не могут оказать негативного влияния на условия проживания людей.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе поддержания пластового давления (ППД) необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии.

4.7 Экологичность проекта

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, докачивающая насосная станция (ДНС), центр подготовки и перекачки нефти (ЦППН), канализационная насосная станция (КНС), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Предусмотренные мероприятия составлены в соответствии с действующей нормативно-правовой базой в области охраны окружающей среды и направлены, прежде всего, на минимизацию техногенной нагрузки при работе в штатном режиме. А в случае возникновения внештатных ситуаций – на максимально быструю ликвидацию их последствий.

При строгом соблюдении всех правил промышленной безопасности и охраны труда, а также при внедрении предложенных в данном проекте решений, риск возникновения опасных и аварийных ситуаций на Усинском месторождении становится минимальным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Осложнённые коррозией условия эксплуатации скважин одна из основных причин выхода из строя оборудования. Увеличение срока службы погружного, как и наземного оборудования без увеличения объёмов запасных частей, объёмов, доставляемых на отдалённые площадки грузов, повлияет на сокращении затрат на логистику.

Развитие области антикоррозионных материалов положительно скажется на новых открытиях и увеличении научно-практической деятельности университетов, исследовательских институтов, химической промышленности и нефтегазовых предприятий.

Потребность в современных способах и материалах для предотвращения коррозии не только уменьшит потери металла и средства, но и снизит металлоёмкость конструкций и сооружений, увеличит их грузоподъёмность, уменьшит расход топливно-энергетических ресурсов при строительстве и эксплуатации, увеличит эксплуатационный период и в целом уменьшит себестоимость и повысит рентабельность объектов техники.

Производители современных защитных антикоррозионных покрытий предлагают широкий спектр всевозможных решений. От традиционной защиты от коррозии до возможности уменьшения силы трений в магистральных трубопроводах. Есть возможность подбора покрытия с низкой адгезией к асфальто-смоло-парафиновым отложениям, что позволит облегчить очистку внутренних поверхностей НКТ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВВП – внутренний валовый продукт
- ПАВ – поверхностно активные вещества
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии
- ОПИ – опытно-промысловые испытания
- КРС – капитальный ремонт скважин
- ГНО – глубинно-насосное оборудование
- ЭПУ – электропогружное оборудование
- ПЭД – погружной электродвигатель
- СПО – спускоподъемные операции
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
- АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения
- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- ЧС – чрезвычайные ситуации
- СДЯВ – сильнодействующие ядовитые вещества
- ПЛА – план ликвидации аварии
- ППД – поддержание пластового давления
- ДНС – докачивающая насосная станция
- ЦППН – центр подготовки и перекачки нефти
- КНС – канализационная насосная станция

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руководство для подготовки инспекторов по визуальному и измерительному контролю качества окрасочных работ. Под ред. Козлова Д.Ю., Екатеринбург: издательский дом «Оригами», 2009. – 202 с.
2. Протасов В.Н. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 374 с.
3. Протасов В.Н. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи / В.Н. Протасов, Б.З. Султанов, С.В. Кривенков / под общ. Ред. В.Н. Протасова. – учебник для вузов. – М.: Недра, 2004. – 692 с.
4. Протасов В.Н. Полимерные покрытия нефтепромыслового оборудования. Справочное пособие. – М.: Недра, 1994. – 224 с.
5. Гутман Э.М. Механохимия и защита от коррозии. – М.: Metallurgia, 1981. – 215 с.
6. Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год». – Введ. 12.12.2005. – Москва: Стандартинформ, 2005.
7. Википедия [Электронный ресурс]: Климат г. Усинска - Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Усинск>.
8. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением». – Введ. 09.12.2014. – Москва, 2014.
9. СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания» - Введ. 01.07.1994. – Москва: Стандартинформ, 1994.

10. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 1 июня 2015 г. N 336н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» - Введ. 01.06.2015. – Москва, 2015.
11. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда, оборудование производственное. Общие требования безопасности» - Введ. 06.06.1991. – Москва: Стандартинформ, 1991.
12. ПБ-08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – Введ. 30.06.2003 г. – Москва: Стандартинформ, 2003.
13. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» - Введ. 15.10.1986. – Москва: Стандартинформ, 1986.
14. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» - Введ. 01.01.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.
15. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» - Введ. 31.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.
16. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» Введ. 31.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.
17. «Правила устройства электроустановок.» - Введ. 08.07.2002. – Москва: Стандартинформ, 2002.
18. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 30.04.2009. – Москва: Стандартинформ, 2009.
19. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс] : федер. закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.