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

Нефти и Газа
институт
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« ___ » _____ 20 ___ г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____бакалаврской работы_____
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студентке Стукан Елене Владимировне
фамилия, имя, отчество

Группа ЗНБ 1204В1 Направление (специальность) 21.03.01.02.
номер код

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Методы борьбы с коррозией в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения, 21.03.01.02.

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР А.А. Азеев.
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для БР Годовые отчеты по анализу разработки нефтегазодобывающего месторождения; Технологическая схема разработки нефтегазового месторождения; Рекомендованные методики по борьбе коррозией

Перечень разделов БР Общие сведения о месторождении, геологическая часть, технологическая и техническая часть, технико-экономическое обоснование, безопасность и экологичность проекта.

.

Руководитель БР _____ А.А. Азеев
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению Е.В. Стукан
подпись, инициалы и фамилия студента

« ___ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Методы борьбы с коррозией в условиях Ванкорского месторождения» содержит 83 страниц, 16 рисунков, 23 таблицы, 43 источников.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КОРРОЗИЯ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ

Объектом исследования является Ванкорское нефтегазовое месторождение.

В данной дипломной работе даны общий обзор одного из нефтегазо-конденсатных месторождений в Восточной Сибири, геолого-физическая характеристика, описана техника и технология добычи углеводородов. Определены осложняющие эффекты нефтедобычи и пути их решения.

Основное внимание уделено рассмотрению вариантов снижения влияния коррозии на работу установок электрических погружных насосов (УЭЦН), получивших широкое распространение при разработке горизонтальных скважин. Одним из основных методов является внедрение коррозионностойкого подземного оборудования.

Технико-экономическим расчетом обоснованы затраты понесенные предприятием по установке дополнительной защиты насосного оборудования.

Так же необходимо отметить, что в целях сохранения коммерческой тайны компании, все данные касательно наименования, конкретного географического положения, площадям, мощностям коллекторов заведомо заменены или скрыты и не влияют на суть и результаты дипломной работы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 7

1. Геологическая часть 8

1.1 Общие сведения о месторождении 8

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 10

1.3 Нефтегазоносность разреза 12

1.4 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов 14

1.5 Физико-химические свойства нефти и газа 15

1.6 Запасы нефти и газа 16

2.Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов 20

2.1 Отбор проб попутно-добываемой, подготавливаемой, закачиваемой в систему ППД воды. Определение физико-химического состава воды, растворенных газов, коррозионной активности 20

2.2 Анализ отложений с НКТ и УЭЦН скважин Ванкорского нефтегазового месторождения 23

2.3 Определение коррозионной активности проб 39

3 Техника и технология проведения противокоррозионных обработок 44

3.1 Технология задавки ингибитора коррозии в ПЗП 44

3.2 Технология периодического дозирования ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины 48

3.3 Технология непрерывного дозирования ингибитора коррозии с помощью УД (УДХ) 50

3.4 Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера 51

3.5 Исследование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов 57

4 Технико-экономический расчет 64

4.1 Затраты на приобретение оборудования 64

4.2 Затраты на оплату работы бригады КРС 65
4.3 Затраты на простой оборудования 66
4.4 Калькуляция затрат по обслуживанию скважины до и после спуска подвески ХНКТ 67
4.5 Экономический эффект 67
5. Безопасность и экологичность проекта 68
5.1. Производственная безопасность 68
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов 68
5.2. Экологическая безопасность 73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 76
Заключение 79
Список использованных сокращений 80
Список использованных источников 81

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в ОАО «Ванкорнефть» прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии.

Проанализирован химический состав попутно-добываемых вод Ванкорского нефтегазового месторождения, определены основные коррозионно-опасные компоненты вод, включая растворенные коррозионно-агрессивные газы.

Определена коррозионная агрессивность различных групп вод. Выявлены объекты для проведения первоочередных противокоррозионных мероприятий.

Проанализированы условия эксплуатации скважин Ванкорского нефтегазового месторождения, выявлены основные факторы коррозии, оценена их роль в общем коррозионном процессе.

Проведено тестирование, ингибиторов коррозии и комплексных реагентов, определение совместимости применяемых реагентов. Разработаны методики проведения бактерицидных и противокоррозионных обработок, технологическая инструкция по применению ингибиторов коррозии и биоцидов на фонде скважин УДНГ. Проведено исследование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазового месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа является ЗАО «Ванкорнефть».

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м.

Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек.

Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км^2. Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой осуществляется из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре -2,5°С.

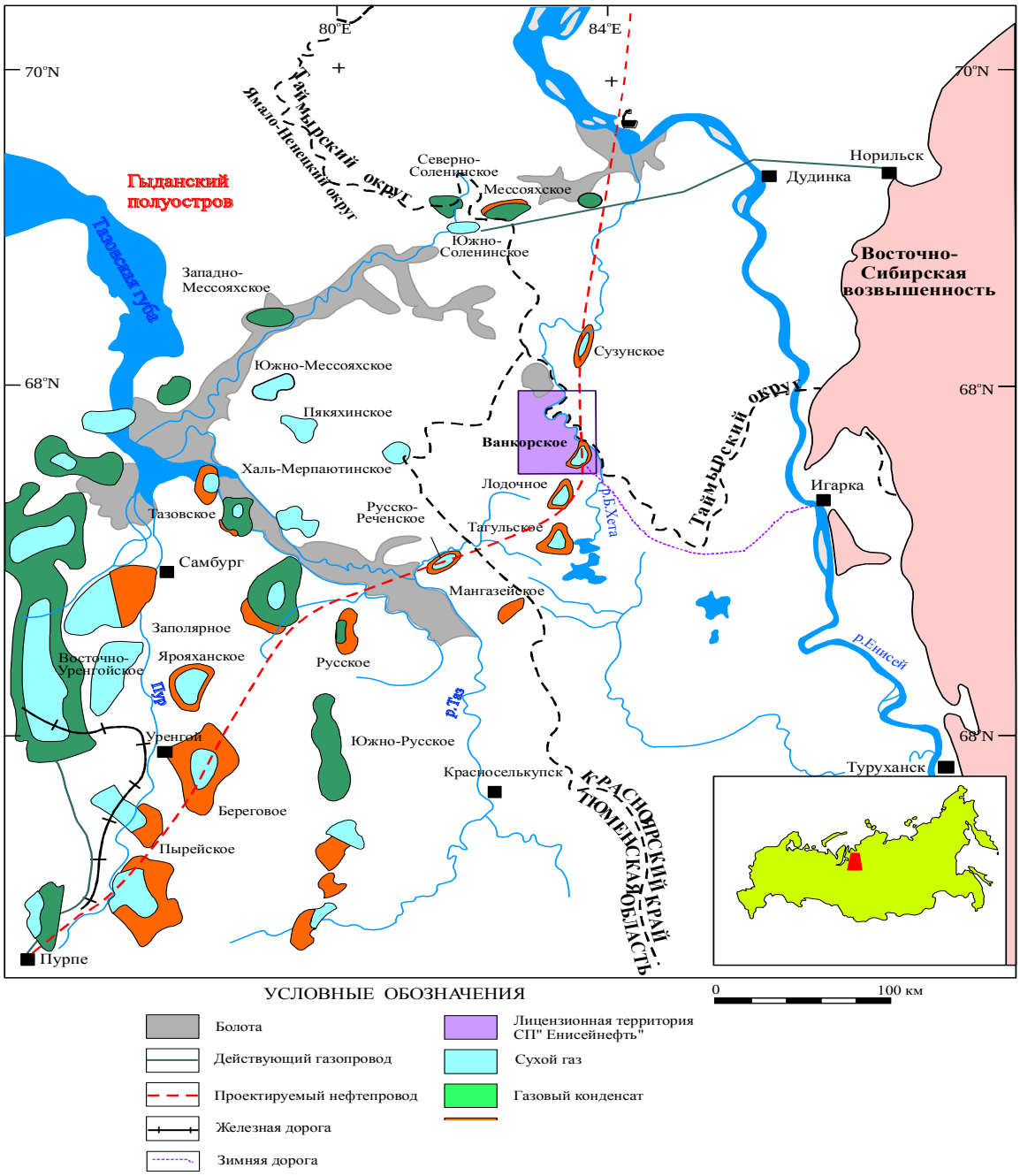


Рисунок 1 – Обзорная карта района месторождения

Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°С при средней многолетней температуре этого региона -8,7°С.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78°С/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°С и 68°С.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10, -11 °С. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле +16°С, в отдельные дни до +30°С. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°С, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°С.

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.

Представим карту Ванкорского месторождения на рисунке 1.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На месторождении пробурено 6 поисковых, 6 разведочных и одна поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

Нижнехетская свита ($K_1br\text{-}v_1$) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников.

Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт $I^{Д}$. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Яковлевская свита (K_1a_1-al_3) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт $I^{Б}$. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K_1al_3-K_2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт $I^{А}$. Толщина отложений свиты 305-322 м.

1.3 Нефтегазоносность разреза

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I) яковлевской свиты (пласты Як-1, Як-II-VII) и нижнехетской свиты (пласт Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 $м^3$/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7тыс.$м^3$/сут. на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10 в интервале 1640-1688 м, были получены притоки нефти дебитом 21,7 – 74 $м^3$/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 $м^3$/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 $м^3$/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7м. Водонефтяной контакт был принят на отметке –1643$\pm$2,8 м, а ГНК 1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 $м^3$/сут на штуцере 9 и 6 мм.

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 х 10 км, высотой 85

м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора–2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщеный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках –2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях – -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях – 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м, газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 $м^3$/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4^x скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10).

Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 $м^3$/сут (скв.ВН-5), 182,5 $м^3$/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. $м^3$/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4).Размеры залежи 22 х 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м. Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно направленных и горизонтальных скважин.

1.4 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым.

Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности –32.9% .

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17.9%, а средняя проницаемость – 50,1 мД.

Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% .

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость –42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

1.5 Физико-химические свойства нефти и газа

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $м^3/м^3$	25,3	115,5	109,8
$м^3/т$	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при Рпл и tпл однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при Рнас и tпл однократное разгазирование, доли ед.			1,31
дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при Рнас и tпл, $г/см^3$ однократное разгазирование	-	-	-
дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20^0С, $г/см^3$	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Рпл и tпл, мПа·с	24,4	0,98	1,1

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 $г/см^3$ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа·с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 $м^3/ м^3$ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см^3 (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа·с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42 м^3/ м^3 (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/смЗ. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см^3. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем 0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см^3. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%»), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

1.6 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов. Запасы находящиеся на балансе ЗАО «Ванкорнефть» представлены на рисунке 2.

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено на территории Туруханского административного районе Красноярского края.

В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности.

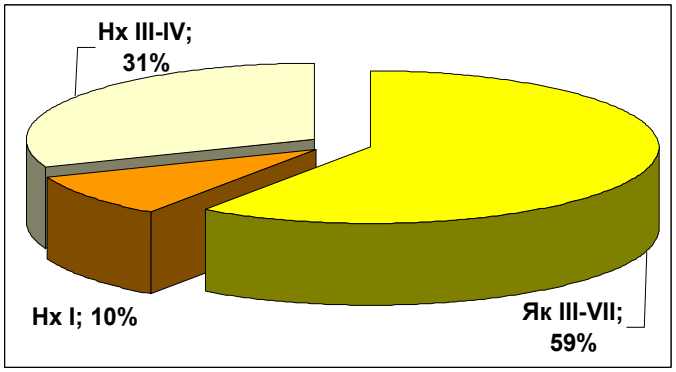


Рисунок 2 – Процентное содержание запасов по пластам

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480 м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м.

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение приурочено к южному окончанию Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорсой площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа - доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I-Ш), яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-III-VII) и нижнехетской свиты (пласты,Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве: 1191600 тыс.т. нефти, а извлекаемых - 520200 тыс.т. нефти; растворенный газ балансовых – 48300 млн.м^3.

Краткая геолого – физическая характеристика представлена в таблице 2. Литолого – стратиграфический разрез представлен на рисунке 3.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика

Пласты	Як III-VII	НХ I	НХ III-IV
Тип коллектора	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1670	2670	2780
Площадь, тыс. $м^2$	271480	384920	301410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемость, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, атм.	159	254	271
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газосодержание, $м^3/т$	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Плотность нефти (с.у.), $кг/м^3$	902	823	845
Вязкость нефти (п.у.), сПз	8,9	0,7	0,7
Плотность газа (с.у.), $кг/м^3$	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	323	47,9	149,3 / 4,8

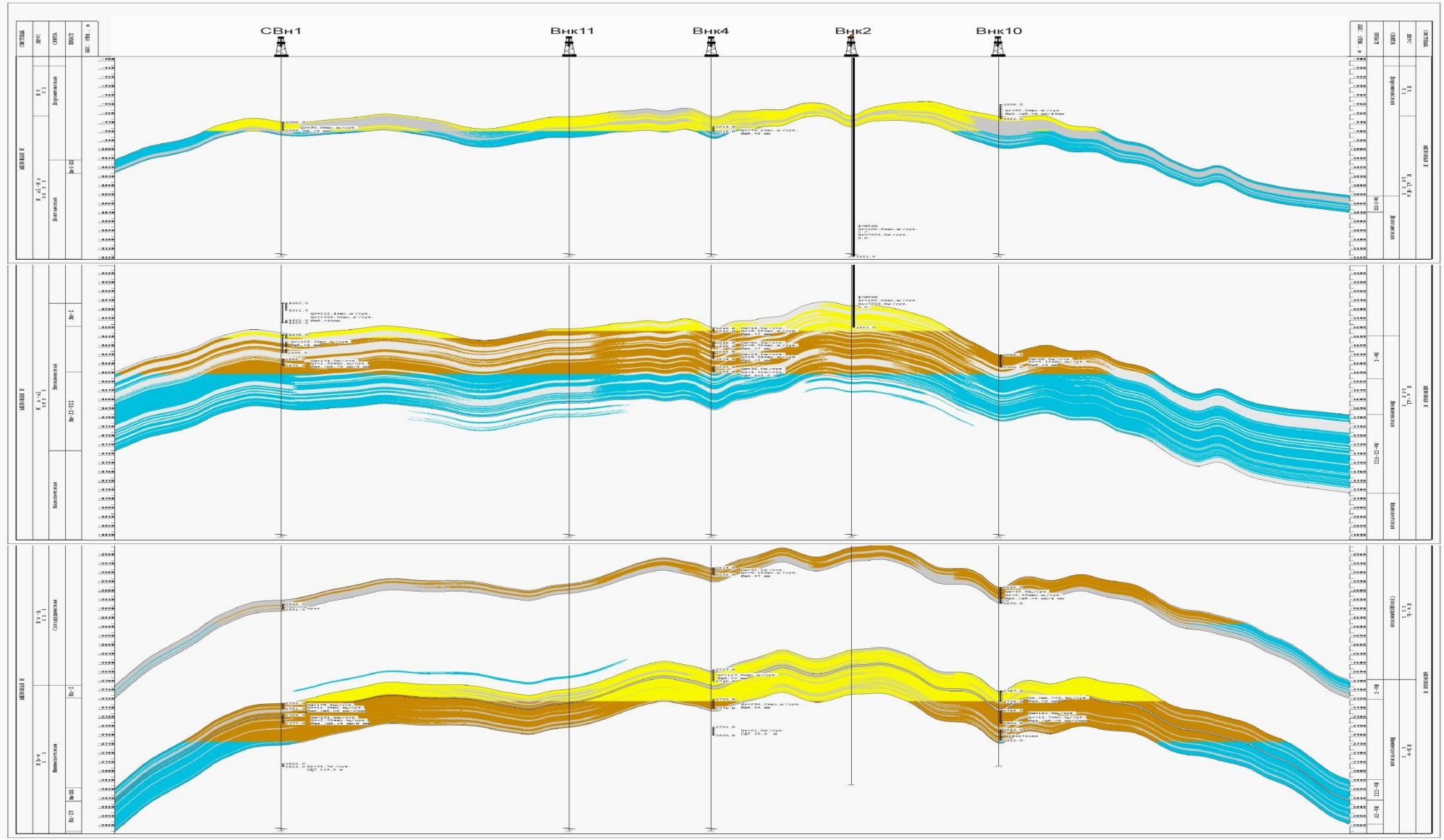


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез

2.Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

2.1 Отбор проб попутно-добываемой, подготавливаемой, закачиваемой в систему ППД воды. Определение физико-химического состава воды, растворенных газов, коррозионной активности

Была отобрана 81 скважинная проба, по 2 кг солей KCl и $CaCl_2$, используемых для приготовления растворов глушения, 3 образца НКТ для проведения металлографических исследований.

В соответствии с Программой, проведено определение физико-химического состава вод, растворенных газов, коррозионной агрессивности проб жидкости.

Наибольшее влияние на коррозионную агрессивность сред оказывают растворенные в них газы – CO_2, H_2S и O_2, являющиеся сильнейшими деполяризаторами.

Как видно из результатов анализов, основным коррозионно-агрессивным агентом попутно-добываемых вод Ванкорского месторождения является CO_2, содержание которого варьируется по скважинам от 22 до 54 мг/л, в среднем около 35 мг/л.

В пробах из водозаборных скважин содержание CO_2 несколько ниже и в среднем варьируется от 14 до 28 мг/л. Лишь по скважине № 54 куста ВДК-5 зафиксировано значение CO_2, сильно отличающееся от содержания CO_2 в других скважинах.

Сероводород в проанализированных пробах отсутствует либо содержится в следовых количествах, ниже предела чувствительности компаратора.

Содержание кислорода в пробах варьируется от 0 до 1,0 мг/л.

При определении кислорода в добывающих скважинах нефть является мешающим фактором.

Для устранения мешающего фактора требуется отстаивание пробы, что неизбежно приводит к попаданию кислорода из атмосферы. Поэтому достоверное определение кислорода в пробах из добывающих скважин является проблематичным.

С достаточной долей ошибки возможно определение кислорода в пробах из высокообводненных скважин, где влияние нефти незначительно.

Измеренное подобным образом содержание кислорода в пробе из скважины 190/110 составило 0,3 мг/л.

При таких концентрациях кислород и сероводород не могут играть определяющей роли в коррозионном процессе.

Коррозия в погружном скважинном оборудовании будет протекать по углекислотному механизму.

В то же время наличие кислорода в пробах из водозаборных скважин и в пробах на БКНС-2 и 4 в количестве 0,2 – 1,0 мг/л свидетельствует о том, что в пласты закачивается вода с достаточно высоким содержанием кислорода, который при наличии хорошей гидродинамической связи может дойти до реагирующих добывающих скважин.

Анализ вод на содержание катионов и анионов проводился на рентгено-флуоресцентном спектрофотометре «Спектроскан», а также титриметрическим способом.

По степени минерализации попутно-добываемые воды относятся к высокоминерализованным водам.

Минерализация попутно-добываемых вод варьируется от 3 до 42 г/л, в среднем около 19 г/л. Аномально высокая минерализация 42 г/л, более чем вдвое превышающая среднюю минерализацию, выявлена в пробе из скважины № 449.

Возможно, отбор пробы происходил после запуска скважины из ремонта, тогда в пробу мог попасть раствор глушения.

Аномально низкая минерализация 3,15 г/л, определена в пробе из скважины № 301.

Особой разницы в минерализации между водами различных пластов не наблюдается.

В то же время по проектной документации пластовые воды Насоновской свиты имели среднюю минерализацию 3,7 г/л, Яковлевской - 15.5 г/л, Нижнехетской $Н_х$-1 – 13,1 г/л, Нижнехетской $Н_х$-3-4 – 9,3 г/л.

Наблюдается увеличение минерализации в некоторых пластах, связанное видимо со смешением пластовых вод, а также с закачкой для ППД минерализованных вод.

Минерализация на коррозию влияет двояко: с одной стороны увеличение минерализации приводит к росту электропроводности и соответственно коррозионной агрессивности раствора, с другой стороны – к снижению растворимости коррозионно-агрессивных газов.

Водородный показатель pH попутно-добываемой воды практически нейтральный, по Долгановской и Насоновской свитам - слабощелочной (≥ 8). Чем ниже pH, тем выше скорость коррозии.

В то же время нейтральные и слабощелочные значения pH способствуют возникновению локальной коррозии за счет выпадения и местного срыва отложений солей.

Содержание хлорид-ионов, являющихся промоторами питтинговой коррозии, составляет для Яковлевской свиты в среднем 11 г/л, для Нижнехетской свиты 5 – 11 г/л, в среднем около 9 г/л.

Пробы вод содержат небольшое количество ионов железа, имеющих, скорее всего, коррозионное происхождение.

Содержание ионов железа позволяет косвенно судить о скорости протекающих коррозионных процессов и может служить своего рода индикатором коррозии.

Сульфат-ионы, служащие обычно источником питания для СВБ, отсутствуют, либо содержатся ниже предела чувствительности прибора.

Отмечено присутствие катионов бария и стронция, потенциально способных к образованию сульфатных осадков при наличии избыточного содержания сульфат-иона.

Сведём данные в таблицу 3.

2.2 Анализ отложений с НКТ и УЭЦН скважин Ванкорского нефтегазового месторождения

Проведены минералогические исследования отложений с УЭЦН и внутренней поверхности НКТ скважин.

Твердые и вязкие отложения, отобранные с УЭЦН и путем соскоба с поверхности НКТ анализировались в несколько этапов:

– отмывкой хлороформом – для отделения органической составляющей от неорганической;

– далее в неорганической составляющей анализировался минералогический состав

– если основная часть неорганической составляющей представляла продукты коррозии и выпавшие соли и не идентифицировалась по минералогическим признакам, то определяли элементный состав отложения.

Органическая составляющая представляет собой в основном АСПО и связанную нефть. Результаты исследования минералогии представлены в таблице 3.

Результаты элементного состава отложений приведены в таблице 4 – 8.

Внешний вид образцов отложений представлен на рисунке 4 – 12.

Таблица 3 – Результаты физико-химического анализа вод Ванкорского месторождения

№	Скважина	Куст	Свита	Место отбора	Концентрация катионов и анионов, мг/л									H_2S, мг/л	CO_2, мг/л	O_2, мг/л	pH	Минерализация, мг/л
					Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^{+}+K^{+}$	$Fe_{общее}$	SO_4^{2-}	Cl^{-}	HCO_3^{-}	Ba^{2+}	Sr^{2+}					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	319	7	Яковлевская свита 3-7	устье	460	330	6548	6	< 10	11484	854	0	124	следы	45		7.2	19806
2	332	14		устье	692	90	6734	6	< 10	11654	580	0	141	следы	39		6.9	19897
3	300	10		устье	433	127	6692	4	< 10	11117	732	0	103	следы	42		7.2	19208
5	301	8		устье	277	170	410	7	< 10	1104	1068	0	115	следы	42		7.8	3151
7	315	105		устье	247	136	7177	5	< 10	11122	1525	0	127	следы	54		7.8	20339
8	322	1		устье	69	39	7872	9	< 10	11012	2440	0	55	следы	54		7.7	21496
9	458	101		устье	286	68	6906	5	< 10	11036	695	0	101	следы	28		7.7	19097
10	467	10		устье	320	110	6763	4	< 10	10846	976	0	117	следы	35		7.3	19136
12	346	2		устье	112	143	6936	4	< 10	10306	1830	0	70	следы	35		7.6	19401
13	351	2		устье	132	126	7417	3	< 10	11249	1482	0	89	следы	25		7.7	20498
14	335	2		устье	123	88	7619	9	< 10	11214	1891	0	96	следы	25		7.5	21040
15	377	3		устье	318	145	6522	3	< 10	10719	671	0	80	следы	25		7.6	18458

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
16	447	3		устье	331	167	6605	2	< 10	10938	671	0	88	следы	32		7.5	18802
17	449	3		устье	273	100	6779	0	< 10	10375	1586	0	90	следы	35		7.4	19203
18	453	4		устье	75	45	7331	7	< 10	10758	1525	0	84	следы	25		7.9	19825
19	361	6		устье	246	115	6859	3	< 10	10719	1220	0	99	следы	25		7.9	19261
20	376	15		устье	254	64	7225	10	< 10	11357	885	0	100	следы	25		7.9	19895
21	386	17		устье	434	151	6864	5	< 10	11487	683	0	107	следы	22		7.9	19731
22	381	17		устье	490	98	6368	3	< 10	10703	598	0	96	следы	22		8	18356
24	536	21		устье	667	201	6650	5	< 10	11632	824	0	105	следы	42		6.8	20084
25	542	109		устье	794	106	6469	3	< 10	11494	488	0	108	следы	45		7	19462
26	552	109		устье	842	90	6492	3	< 10	11516	580	0	111	следы	45		7.2	19634
27	564	109		устье	749	121	6439	4	< 10	11429	458	0	105	следы	42		7.2	19305
29	577	108		устье	567	137	6997	6	< 10	11985	519	0	109	следы	35		7	20320
31	101	101	Нижнехетская свита 3-4	устье	184	44	7057	6	< 10	10869	903	0	64	следы	35		7.9	19127
32	100	101		устье	275	79	6499	4	< 10	10457	549	0	43	следы	32		7.8	17906
34	112	100		устье	58	18	6231	3	< 10	8534	2166	0	35	следы	32		7.9	17045

Продолжение таблицы 3

1	2	3	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
36	134	3		устье	48	39	6780	4	< 10	9399	2220	0	41	следы	28		8.1	18531
37	128	4		устье	352	91	6875	4	< 10	11196	598	0	63	следы	26		7.6	19179
39	117	5		устье	57	42	5682	6	< 10	7849	2013	0	32	следы	26		7.2	15681
40	118	5		устье	502	186	6657	3	< 10	11485	464	0	72	следы	39		8.6	19369
42	144	17		устье	58	49	4502	4	< 10	6073	1952	0	19	следы	42		8.2	12657
43	151	17		устье	49	30	5131	10	< 10	7130	1708	0	25	следы	49		8.4	14083
44	184	111		устье	51	33	4490	4	< 10	5086	3508	0	13	следы	49		8	13185
45	188	110		устье	84	57	7761	6	< 10	10314	3416	0	14	следы	49		7.5	21652
46	190	110		устье	76	51	5273	4	< 10	6559	3233	0	25	следы	49	0.3	7.8	15221
47	729	14	Нижнехетская свита 1	устье	359	33	5411	5	< 10	8941	305	0	47	следы	25		7.5	15101
48	723	7		устье	589	88	6462	3	< 10	11176	262	0	80	следы	39		7.4	18660
49	701	102		устье	497	77	5938	5	< 10	10103	366	0	61	следы	39		7.5	17047
50	703	102		устье	560	91	6272	4	< 10	10706	488	0	73	следы	25		8.2	18194
54	58	ВДК-5	Дл1-Нс	устье	143	47	5176	9	< 10	8212	318	0	15	следы	25	0.8	8.2	13920
55	54	ВДК-5		устье	149	61	5261	4	< 10	8395	305	0	18	следы	55	0.5	8.3	14193

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
56	36	ВДК-3		устье	128	80	4694	4	< 10	7519	329	0	10	следы	28	0.6	8.6	12764
57	33	ВДК-3		устье	89	26	3651	5	< 10	5632	421	0	8	следы	28	0.3	8.1	9832
58	32	ВДК-3		устье	127	59	4858	4	< 10	7716	318	0	10	следы	25	0.2	8.4	13092
59	7	ВДК-1		устье	126	76	4693	9	< 10	7486	364	0	3	следы	25	0.3	8.2	12757
60	4	ВДК-1		устье	136	96	4856	5	< 10	7829	336	0	12	следы	18	0.2	8.1	13270
61	2	ВДК-1		устье	139	53	5284	5	< 10	8373	329	0	13	следы	14	0.3	8.3	14196
62	60	ВДК-5		устье	142	71	5318	4	< 10	8493	305	0	10	следы	14	0.4	8.3	14343
63	57	ВДК-5		устье	144	35	5236	5	< 10	8273	293	0	8	следы	14	0.6	8.3	13994
64	49	ВДК-5		устье	150	59	5378	5	< 10	8568	305	0	12	следы	14	0.6	8.3	14477
65	31	ВДК-3		устье	136	32	5057	5	< 10	7963	323	0	16	следы	14	1	8.1	13532
66	30	ВДК-3		устье	133	42	5057	5	< 10	7992	305	0	10	следы	14	0.3	8.3	13544
67	28	ВДК-3		устье	135	65	5135	8	< 10	8190	317	0	19	следы	14	0.7	8.2	13869
68	17	ВДК-2		устье	140	95	4896	5	< 10	7916	299	0	11	следы	18	0.3	8.4	13362
69	15	ВДК-2		устье	139	95	5034	4	< 10	8121	305	0	11	следы	18	0.7	8.4	13709
70	13	ВДК-2	Дп 1-3	устье	150	57	5402	4	< 10	8606	299	0	18	следы	14	0.9	8.4	14536

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
71	11	ВДК-1		устье	134	47	5028	7	< 10	7970	305	0	13	следы	14	0.4	8.6	13504
72	9	ВДК-1		устье	132	52	4994	7	< 10	7913	329	0	10	следы	21	0.3	8.5	13437
73	6	ВДК-1		устье	154	125	4841	6	< 10	7932	311	0	3	следы	14	0.5	8.4	13372
74	3	ВДК-1		устье	143	61	4872	3	< 10	7777	311	0	15	следы	18	0.5	7.7	13182
75	после РВС	БКНС-2			228	154	6520	4	< 10	10608	580	0	44	следы	32	0.5	7.8	18138
76	после БКНС	БКНС-2			205	93	5431	8	< 10	8715	567	0	30	следы	31	0.7	7.9	15049
77	после РВС	БКНС-4			423	385	5612	75	< 10	10071	1135	0	83	следы	40	0.6	7.9	17784
78	после БКНС	БКНС-4			421	165	6034	69	< 10	10048	1159	0	79	следы	35	0.9	7.9	17975

Таблица 4 – Результаты исследования минералогии отложений на НКТ и УЭЦН

Месторождение	Скв.	Куст	Пласт	Дата отбора пробы	Место отбора	Состав	Описание
1	2	3	4	5	6	7	8
Ванкорское	724	7	Нх-1	15.04.13	Внутренняя поверхность НКТ	Продукты коррозии, кварц	Проба представлена продуктами коррозии - порошковатыми и кусковатыми магнитными частицами стального серого до черного цвета с металлическим блеском. Встречаются единичные угловатые зерна кварца размером 0,1-0,2 мм.
Ванкорское	139 (Фл)	3	Нх 3-4	13.03.13	С внутренней поверхности НКТ	Кальцит	Кальцитовая корка толщиной 0,5-0,7 мм. Представлена скрытокристаллическим пористым агрегатом карбоната кальция серого цвета. Поверхность корки покрыта тонким охристым налетом гидроксидов железа.
Ванкорское	451	4	Як 3-7	09.03.13	Насос	Кварц	Проба полностью представлена кварцевым песком, в котором по данным ситового анализа и микроскопических наблюдений установлены следующие гранулометрические особенности: 0,5-0,25 мм; 30%; сферичность 0,7, округленность 0,2-0,3; 0,25-0,16 мм; 47%; сферичность 0,7, округленность 0,2-0,3; 0,16-0,1 мм; 18%; сферичность 0,5-0,7, округленность 0,1-0,2; d < 0,10; 5%; сферичность 0,3- 0,5, округленность 0,1-0,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ванкорское	328	7	Як 3-7	28.04.13	насос+г/з	Кварц	Проба представлена кварцевым песком со следующими гранулометрическими особенностями: d > 0,50; 3%; сферичность 0,8 -0,9, округленность 0,5 - 0,7; 0,5-0,25 мм; 28%; сферичность 0,7, округленность 0,3- 0,4; 0,25-0,16 мм; 20%; сферичность 0,7, округленность 0,4; 0,16-0,1 мм; 45%; сферичность 0,5, округленность 0,1-0,2; d < 0,10; 4%; сферичность 0,5, округленность 0,1-0,2
Ванкорское	638	17	Як 3-7	10.05.13	Средняя секция ЭЦН	Кальцит	Проба полностью представлена кристаллически-зернистыми образованиями кальцита светло-серого цвета размером до 2-3 мм. Кристаллики полупрозрачные, иногда с хорошей огранкой и совершенной спайностью. Нередко образуют агрегатные сростки из нескольких кристаллов. Компонентный состав пробы - масс. %: Fe_2O_3 – 0,7; $CaCO_3$ – 78,6; SiO_2 – 1,2; Al_2O_3 – 6,3; NaCl – 2,8; MgO – 6,1; KCl– 4,1; FeS – 0,2
Ванкорское	638	17	Як 3-7	14.05.13	ПЭД	Кальцит	Кальцитовая корка толщиной около 1 мм сложенная пористым тонкокристаллическим агрегатом карбоната кальция серого, светло-серого цвета. Компонентный состав пробы - масс. %: Fe_2O_3 – 4,1; $CaCO_3$ – 71,2; SiO_2 – 9,5; Al_2O_3 – 5,6; Na_2O – 1,9; MgO – 5,5; K_2O – 0,16; FeS – 0,9, хлориды – ост.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ванкорское	638	17	Як 3-7	14.05.13	ч/з верхнего основ.	Кварц, кальцит	Большая часть пробы (80-85%) представлена кварцем следующих гранулометрических классов крупности:. d > 0,50; < 1%; сферичность 0,9, округленность 0,7-0,9; 0,5-0,25 мм; 40%; сферичность 0,7-0,8, округленность 0,4-0,5; 0,25-0,16 мм; 30%; сферичность 0,7, округленность 0,4; 0,16-0,1 мм; 25%; сферичность 0,5, округленность 0,1-0,2; d < 0,10; 5%; сферичность 0,5, округленность 0,1-0,2Кальцит составляет 15-20%. Представлен зернами светло-серого цвета размером 0,4-1 мм
Ванкорское	852	102	Нх 1	03.05.13	насос	Кальцит	Кальцитовая корка толщиной до 2 мм. Состоит из плотного тонкокристаллического агрегата карбоната кальция серого цвета. Поверхность корки покрыта интенсивным тонким налетом гидроксидов железа бурого цвета.
Ванкорское	516	21	Як 3-7	27.05.13	Корпус УЭЦН	Кальцит	Очень тонкая (доли мм) кальцитовая корка, сложенная микрокристаллическим плотным агрегатом карбоната кальция светло-серого цвета. На поверхности корки налет гидроксидов железа и металлических частичек. Компонентный состав пробы - масс. %: Fe_2O_3 – 44,1; $CaCO_3$ – 37,2; SiO_2 – 10,6; Al_2O_3 – 3,6; NaCl – 2,5; K_2O – 1,3; FeS – 0,18
Ванкорское	516	21	Як 3-7	27.05.13	Подшипник в/с насоса	Кальцит	Кальцитовая корка толщиной до 2 мм сложенная плотным тонкокристаллическим агрегатом карбоната кальция серого, светло-серого цвета. Поверхность кальцита покрыта тонким налетом гидроксидов железа и металлических частичек.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ванкорское	449	3	Як 3-7		насос	Кварц, обломки породы	Проба почти полностью представлена угловатыми и угловато-окатанными обломками кварца, встречаются единичные обломки предположительно кварцита. Размеры обломков по данным ситового анализа составляют: d > 0,50; 8% 0,5-0,25 мм; 65% 0,25-0,16 мм; 12% 0,16-0,1 мм; 9% d < 0,10; 6% По содержанию доминирующей фракции это среднезернистый песок с примесью мелкозернистого песчаного материала и небольшим количеством грубозернистой песчаной фракции.й фракции.
Ванкорское	637	15	Як 3-7		насос	Кварц	Органическая часть - 1 %. Неорганическая часть - 99% Неорганическая часть полностью представлена зернами кварца следующих гранулометрических классов (по результатам ситового анализа): d > 0,50; 1% 0,5-0,25 мм; 40% 0,25-0,16 мм; 25% 0,16-0,1 мм; 25% d < 0,10; 9%

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Ванкорское	537	31	Як 3-7	23.06.12	насос	Кварц	d > 0,25; 0% d > 0,16; 12% d > 0,10; 70% d < 0,10; 18%

Таблица 5 – Элементный состав отложений на внутренней поверхности фрагмента НКТ со скв. 724

Номер спектра	Массовый состав элементов, %															
	Na	Al	Si	P	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Co	Ni	Cu	Zn	O
Спектр 1	0,06	0,27	3,6	1,01	0,42	1,53	1,18	0,1	0,34	2,55	60,67	0,32	0,98	0,56	0,86	25,56
Спектр 2	0,19	0,3	3,73	0,92	0,5	1,62	1,03	0,14	0,39	2,61	60,09	0,42	0,96	0,62	0,82	25,67
Спектр 3	0,15	0,17	1,51	0,07	0,07	0,11	0,2	0,02	0,06	3,34	70,17	0,39	0,06	0,15	0,1	23,45
Спектр 4	0,58	0,73	2,89	0,94	1,21	1,1	1,62	0,17	0,49	2,39	56,75	0,25	1,05	2,68	1,11	26,05
Спектр 5	0,07	0,17	1,61	0,44	0,3	1,69	0,38	0,13	0,26	2,7	66,84	0,23	0,74	0,43	0,33	23,67
Спектр 6	0,14	0,31	3,29	0,83	0,43	0,9	0,86	0,11	0,25	3,18	61,94	0,19	0,86	0,57	0,72	25,41
Среднее значение	0,2	0,33	2,77	0,7	0,49	1,16	0,88	0,11	0,3	2,8	62,74	0,3	0,77	0,83	0,66	24,97

Таблица 6 – Элементный состав отложений с корпуса УЭЦН скв.516 к. 21

Номер спектра	Массовое содержание элементов, %												
	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Mn	Fe	Zn	Sr	O
Спектр 14	1,26	0,84	2,11	5,45	0,12	1,81	1,69	18,75	0,39	38,41	0,24	0,55	28,37
Спектр 15	1,26	0,84	2,81	7,14	0,09	1,34	1,63	17,44	0,38	36,45	0,38	0,46	29,78
Спектр 16	1,43	0,84	2,69	7,36	0,05	1,22	1,69	17,21	0,37	36,46	0,4	0,43	29,86
Спектр 17	1,41	0,93	2,52	6,53	0,06	1,59	1,65	18,06	0,21	36,92	0,42	0,45	29,25
Спектр 18	0,82	0,9	1,5	3,7	0,07	1,38	1,36	20,45	0,4	41,42	0,11	0,76	27,13
Среднее значение	1,23	0,87	2,33	6,04	0,08	1,47	1,6	18,38	0,35	37,93	0,31	0,53	28,88

Таблица 7 – Элементный состав отложений с погружного электродвигателя скв.638 к.17

Номер спектра	Массовое содержание элементов, %											
	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Fe	Sr	Ba	O
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Спектр 9	1,19	6,45	3,83	5,17	0,54	0,28	0,26	40,57	4,2	3,73	0,78	32,99
Спектр 10	1,11	5,38	5,54	7,1	0,68	0,23	0,14	37,29	4,26	2,9	0,67	34,7
Спектр 11	1,2	5,81	5,16	8,1	0,81	0,32	0,32	34,26	4,84	3,31	0,76	35,1
Спектр 12	2,34	3,1	3,22	6,37	0,17	1,18	0,3	41,9	6,4	1,94	0,76	32,31
Спектр 13	1,46	2,7	3,3	4,41	0,16	0,71	0,14	47,9	4,99	2	0,71	31,51
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Среднее значение	1,46	4,69	4,21	6,23	0,47	0,54	0,23	40,39	4,94	2,78	0,74	33,32

Таблица 8 – Элементный состав отложений с погружного электродвигателя скв.638 к.17 (Средняя секция ЭЦН)

Номер спектра	Массовое содержание элементов, %									
	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Fe	O
Спектр 5	2,5	1,4	0,58	0,75	0,11	5,42	3,11	58,19	0,59	27,35
Спектр 6	2,45	2,09	1,64	1,16	0,2	4,06	2,08	55,55	2,22	28,54
Спектр 7	0,94	19,89	1,04	1,25	0,11	2,44	1,45	39,76	0,79	32,32
Спектр 8	1,2	1,19	18,24	0,64	0,16	4,89	2,26	37,08	0,54	33,81
Среднее значение	1,77	6,14	5,38	0,95	0,14	4,2	2,23	47,64	1,04	30,51

Рисунок 4 – Отложения со скважины 451

Рисунок 5 – Отложения со скважины 139

Рисунок 6 – Отложения со скважины 328

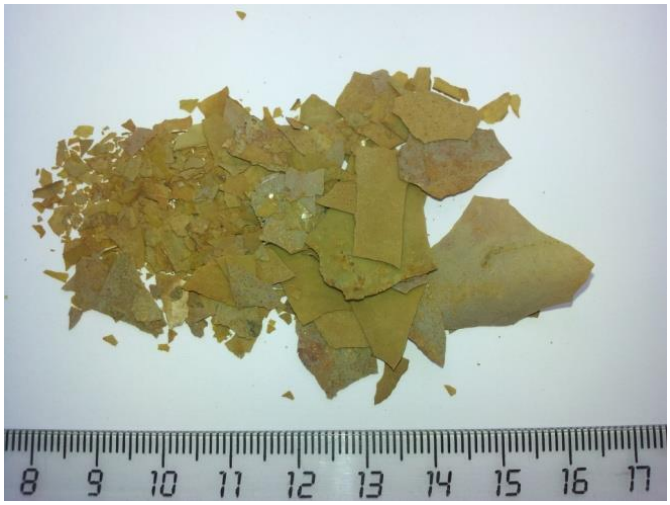


Рисунок 7 – Отложения со скважины 516

Рисунок 8 – Отложения со скважины 516

Рисунок 9 – Отложения со скважины 638

Рисунок 10 – Отложения со скважины 638

Рисунок 11 – Отложения со скважины 638

Рисунок 12 – Отложения со скважины 852

Представленный анализ указывает на протекание коррозионных процессов на внутренней поверхности НКТ и рабочих органах погружных насосов. Об этом свидетельствует наличие в отложениях не только оксидов железа, но и оксидов марганца, меди, никеля.

Наличие в отложениях зерен кварца указывает на протекание абразивного износа внутренней поверхности НКТ, что усиливает коррозионные процессы. Этому способствует и наличие продуцируемого сульфатвосстанавливающих бактерий сероводорода, приводящее к образованию сульфида железа.

Результаты исследования минералогии отложений свидетельствуют о том, что в скважинах, эксплуатирующих пласт Як 3-7 основную долю неорганической части отложений составляет кварц, в то время как по скважинам пластов Нх 1 и Нх 3-4 неорганическая составляющая представлена в основном кальцитом. Твердость кварца по Моосу составляет 7, твердость кальцита – 3. Таким образом, в скважинах, эксплуатирующих пласт Як 3-7 вероятность абразивного износа намного больше, чем в скважинах, эксплуатирующих пласты Нх 1 и Нх 3-4.

2.3 Определение коррозионной активности проб

Оценку коррозионной агрессивности проб и растворов глушения проводили гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.905-2007 «МЕТОДЫ КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ. Общие требования» [12] /1/, ГОСТ 9.908-85 «Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости» [14] и СТАНДАРТом КОМПАНИИ № П1-01 СЦ-080 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов: деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

Перед проведением испытаний поверхность образцов шлифовали до шероховатости r_a не более 1,6 мкм по гост 2789-73, протирали ватой или

фильтровальной бумагой, обезжиривали ацетоном, выдерживали 1 ч в эксикаторе и взвешивали на аналитических весах с погрешностью не более 0,0001 г. затем образцы помещали в водную фазу пробы и экспонировали в течение 24 часов в статических условиях (без перемешивания) при комнатной температуре. по истечении этого времени образцы доставали из ячейки, промывали водопроводной и дистиллированной водой, высушивали фильтровальной бумагой, протирали резинкой для снятия пленки продуктов коррозии, обезжиривали ацетоном и выдерживали в эксикаторе в течение 1 часа. После этого образцы взвешивали на аналитических весах.

Скорость коррозии образцов в пробах вычисляли по формуле:

$$СК = \frac{m_1 - m_2}{S \times t}, \text{ г/м}^2\text{час}, \quad (1)$$

где m_1 – масса образца до испытания;

m_2 – масса образца после испытания;

S – площадь поверхности образца, м^2;

T – Продолжительность испытаний, ч.

Коррозионное проникновение в мм/год ($v_к$) для случая равномерной коррозии определяли по формуле:

$$V_К = 8760 \cdot СК / Р = 1{,}12 \cdot СК, \text{ мм/год}, \quad (2)$$

где 8760 – число часов в году;

ρ – плотность стали, кг/м^3.

Результаты оценки коррозионной агрессивности проб и приготовленных из солей растворов глушения представлены, соответственно, в таблицах 9,10 и 11.

Как видно из таблицы при экспозиции образцов в пробах в статических условиях в течение 24 часов скорость коррозии оказывается очень низкой, не соответствующей реальной скорости коррозии НКТ при эксплуатации. Связано

это с тем, что коррозионная стойкость металла НКТ зависит в основном от следующих факторов:

– металлургического (химический состав металла, содержание и состав неметаллических включений, структура металла и т. д.);

– коррозионной агрессивности контактируемой среды;

– напряженно-деформированного состояния металла НКТ в подвеске внутрискважинного оборудования;

– гидродинамических условий транспортирования газожидкостных смесей.

С учетом вышесказанного, моделирование условий эксплуатации НКТ в лабораторных условиях представляет собой сложную задачу. На практике обычно ограничиваются стандартизированными методами ускоренных испытаний, включающих определение скорости общей коррозии по потере металла на единицу поверхности в единицу времени в модели коррозионной среды и (или) определение скорости локальной коррозии по глубине коррозионного поражения. Данные методы являются упрощенными, т. к. как минимум не учитывают напряженно-деформированное состояние металла НКТ в подвеске и гидродинамические условия транспортирования ГЖС.

Таблица 9 – Коррозионная агрессивность проб вод Ванкорского месторождения

№ пробы	Место отбора	Скорость коррозии, г/м^2*час
2	Яковлевская свита 3-7 скв.332 к.14	0,07
49	Нижнехетская свита 1 скв.701 к.102	0,06
61	ДЛ1 – НС скв.2 ВДК-1	0,06
77	После РВС БКНС-4	0,07

В соответствии с Методическими указаниями Компании «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044, допустимая коррозионная активность растворов глушения и

ремонтно-технологических жидкостей по отношению к стали марки Ст.3 не должна превышать 0,12 мм/год при экспонировании в статическом режиме в течение 24 часов. Как видно из результатов испытаний, коррозионная агрессивность рассмотренных растворов глушения укладывается в допустимые рамки.

Таблица 10 – Коррозионная агрессивность растворов глушения (ЖГ), приготовленных из солей с растворного узла Ванкорского месторождения

Реагент для приготовления ЖГ	Плотность	Скорость коррозии, г/м^2*час, (мм/год)	
		T=20°C	T=80°C
Хлорид калия KCl	1,04	0,10 (0,11)	0,11 (0,12)
	1,08	0,07 (0,08)	0,10 (0,11)
	1,12	0,07 (0,08)	0,09 (0,10)
	1,16	0,05 (0,06)	0,08 (0,09)
Хлорид кальция $CaCl_2$	1,16	0,06 (0,07)	0,04 (0,04)
	1,21	0,05 (0,06)	0,04 (0,04)
	1,26	0,03 (0,03)	0,03 (0,03)
	1,32	0,03 (0,03)	0,02 (0,02)

Таблица 11 – Коррозионная агрессивность моделей пластовых вод (мпв), насыщенных CO_2

Модель пластовой воды	Температура, ºС	Скорость коррозии, г/м^2*час
МПВ Яковлевской свиты	20	0,38
	34	0,45
МПВ Нижнехетской свиты H_1	20	0,51
	65	1,58
МПВ Нижнехетской свиты H_{3-4}	20	0,42
	60	1,4
МПВ Насоновской свиты	20	0,32

Химическим анализом определено, что минерализация попутно-добываемых вод варьируется от 3 до 42 г/л, в среднем около 19 г/л.

Такие воды по степени минерализации относятся к высокоминерализованным.

Наблюдается выравнивание минерализации по всем трем пластам с её увеличением по пласту Нх 3-4 по сравнению с проектными данными, связанное, видимо, с миграцией и смешением пластовых вод, а также поддержанием пластового давления смешанными водами.

Содержание хлорид-ионов, являющихся промоторами питтинговой коррозии, составляет в среднем около 10 г/л. Основным коррозионно-агрессивным газом попутно-добываемых вод является CO_2, содержание которого варьируется по скважинам от 22 до 54 мг/л, в среднем около 35 мг/л. Кислород и сероводород в проанализированных пробах содержатся в следовых количествах.

Пробы из водозаборных скважин имеют меньшую минерализацию и меньшее количество CO_2, но содержат O_2 в количестве < 1 мг/л.

Проведен анализ соскоба с внутренней поверхности фрагмента НКТ скв. 724. Анализ минеральной составляющей соскоба показал, что она в основном представлена продуктами коррозии стали. Наличие в продуктах соскоба серы может свидетельствовать о протекании микоробиологической коррозии с участием сульфатвосстанавливающих бактерий, но её доля невелика.

3 Техника и технология проведения противокоррозионных обработок

Подачу ингибитора коррозии (реагента комплексного действия) в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами:

– периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.

– периодическое дозирование (подача) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины).

– постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозировочной установки (УД, УДХ).

– постоянное дозирование (подача) ингибитора на приём насоса с помощью дозировочной установки (УД, УДХ) и специальных трубок, которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ.

– непрерывное дозирование растворяемого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

3.1 Технология задавки ингибитора коррозии в ПЗП

Технология обработки скважины методом нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта включает следующие последовательные операции:

– выбор ингибитора коррозии и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект;

– расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону, объема воды (нефти) для приготовления 10%-го раствора ингибитора коррозии и объема подавочной жидкости, нагнетаемой в призабойную зону после раствора ингибитора коррозии;

– спуск технологических НКТ ниже интервала перфорации;

– подъем технологических НКТ на 2.3 м выше кровли интервала перфорации;

– определение приемистости пласта - если она менее 100 $м^3$/сут, то нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону проводить не следует;

– приготовление 10%-го раствора ингибитора коррозии в бойлере или в мерной емкости агрегата ЦА-320;

– нагнетание промывочной жидкости с целью подготовки пласта для введения ингибитора.

– В качестве промывочной жидкости используются взаимные растворители (WAW85202 (Baker Petrolite), ВР-1 (Экспериментальный завод «НЕФТЕХИМ») и др.), либо водные растворы неионогенных и катионноактивных ПАВ. Закачку проводят с максимальным расходом закачиваемого взаимного растворителя без гидроразрыва в следующей последовательности:

– к трубному пространству скважины подключить цементировочный агрегат АЦ-32 (ЦА-320) для закачки раствора;

– при открытой затрубной задвижке закачать кислотным агрегатом промывочную жидкость в требуемом объеме.

– при открытой затрубной задвижке мы получим только промывку ствола скважины, без воздействия на пласт.

– нагнетание основного объема ингибитора – стадия введения ингибитора в пласт.

Часть раствора ингибитора (недостающий объем после закачки взаимного растворителя для вытеснения жидкости глушения из НКТ) закачивается при открытой затрубной задвижке с целью заполнения оставшегося свободного объема НКТ.

Далее закачка останавливается, задвижка закрывается и остальные пачки растворов в требуемом объеме закачиваются в пласт.

Здесь используют 10 % раствор ингибитора (в зависимости от прогнозируемого защитного эффекта).

Закачку проводят тем же агрегатом с максимальным расходом без гидроразрыва:

– нагнетание продавочного объема жидкости – производится с целью проталкивания ингибитора глубже в пласт.

– для вытеснения раствора ингибитора рекомендуется использовать 2 % раствор KCl при задавке водного раствора ингибитора и дегазированную нефть при задавке органического раствора ингибитора.

– закачка осуществляется тем же агрегатом при закрытой затрубной задвижке с максимальным расходом без гидроразрыва.

– реагирование - скважину закрывают и на 12...24 ч и прекращают все работы, чтобы ингибитор коррозии адсорбировался на породе пласта;

– подъем технологических НКТ и спуск подземного оборудования;

– запуск скважины и вывод ее на рабочий режим.

Необходимое количество взаимного растворителя рассчитывается по уравнению:

$$V_{пред} = 0{,}3 \cdot h_{перф} \ , \qquad (3)$$

где $V_{пред}$ – объем взаимного растворителя для промывки пласта, м^3;

$h_{перф}$ – перфорированная мощность пласта, м.

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют как естественный дозатор, то, как и при применении ингибиторов солеотложений, действует эмпирическое правило "одной третьей".

Это правило заключается в следующем - третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы

скважины, и только оставшаяся треть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится длительное время.

Поэтому расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта производят по формуле:

$$M_{инг1} = 3 \cdot C_{и.р.} \cdot Qж \cdot Tв \cdot 1000^{-1}, \quad (4)$$

где $M_{инг1}$ - масса ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта, кг;

$C_{и.р.}$ - концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, мг/л (примерно г/т);

Qж - дебит скважины по жидкости, $м^3$/сут (примерно т/сут);

Тв - планируемое время "выноса" ингибитора коррозии из пласта, сут;

1000 -множитель перевода граммов в килограммы;

3 - коэффициент правила "одной третьей".

3 285кг=3·30мг/л·100 $м^3$/сут ·365дней/1 000

Для получения необходимого эффекта защиты от коррозии необходимо закачать в призабойную зону 3 285кг ингибитора коррозии, который растворится в пласте и будет постепенно, в течении 365 дней вымываться вместе с добываемой жидкостью.

Объем продавочной жидкости (V, $м^3$) вычисляется по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot Hпл + V_0 + V_1, \quad (5)$$

где m- эффективная пористость продуктивного пласта, доли единицы;

R - внутренний радиус проникновения оторочки раствора ингибитора в пласт, м. Принимается в пределах от 1,5 до 2,0 м и уточняется по результатам наблюдения за продолжительностью выноса реагента;

$H_{пл}$ -мощность пласта, м;

V_0 - объем НКТ, $м^3$.

V_1 - объем эксплуатационной колонны от приема насоса или входа в НКТ до нижних перфорационных отверстий, $м^3$;

π =3,14

Объем продавочной жидкости составит:

$$125{,}65\ м^3 = 0{,}2 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}5^2 м \cdot 50 м + 15 м^3 + 40 м^3$$

Данный расчет показал, что для достижения эффективного продавливания ингибитора коррозии в пласт необходимо закачать 125,65 $м^3$ продавочной жидкости.

При установке в скважины блок-пачек процесс задавки производится до их установки путем задавки реагента по межтрубому пространству.

3.2 Технология периодического дозирования ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины

Технология обработки скважин методом периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин является более простой по сравнению с описанной выше технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.

Отчасти поэтому метод подачи ингибитора в затрубное пространство и распространен более широко.

Ингибитор коррозии подают в затрубное пространство скважин также в виде 10%-го раствора в нефти или воде.

Преимущество данной технологии по сравнению с технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта

заключается в том, что обработки можно производить периодически, при эксплуатации скважин, а не только во время подземных ремонтов.

Недостатком данной технологии является необходимость более частых (в среднем 1 раз в 30 сут) обработок.

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин решает следующие основные задачи:

– защита от коррозии подземного оборудования скважин с межремонтным периодом более 60...150 сут,

– защита от коррозии обсадной колонны выше динамического уровня,

– экономия ингибиторов коррозии (за счет отсутствия необратимой адсорбции на породе пласта).

– Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин состоит из следующих основных операций:

– выбор ингибитора и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект;

– расчет массы ингибитора для подачи в затрубное пространство скважины и расчет объема нефти (воды) для приготовления 10%-го раствора ингибитора коррозии;

– приготовление раствора ингибитора в бойлере или мерной емкости агрегата ЦА-320;

– подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважин агрегатом ЦА-320 без остановки УЭЦН (при открытой затрубной задвижке).

Расчет массы ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины производят по формуле:

$$M_{инг2}=2\cdot C_{и.р.}\cdot Qж\cdot T_0\cdot 1000^{-1}, \quad (6)$$

где $M_{инг2}$ - масса ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины, кг;

$C_{и.р.}$ - концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, мг/л (примерно г/т);

Qж - дебит скважины по жидкости, $м^3$/сут (примерно т/сут);

То - периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут;

1000 - множитель перевода граммов в килограммы;

2 - коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток.

Для скважин, работающих в режиме ФПЗ, применять данный вариант технологии ингибирования не целесообразно:

- утяжеление раствора ингибитора приведет к несовместимости товарной формы с жидкостью утяжеления и возможному осаждению действующего вещества ингибитора;

- применение продавки в такие скважины резко снизит эффективность технологии из-за быстрого выноса ингибитора.

3.3 Технология непрерывного дозирования ингибитора коррозии с помощью УД (УДХ)

При непрерывном дозировании с помощью УД (УДХ) без специальных трубок ввод ингибитора осуществляется непосредственно в затруб скважины через узел ввода химреагента.

При непрерывном дозировании с применением специальных трубок работы по монтажу капиллярной трубки, дозировочного насоса производятся согласно требований, приложенных к ним и правил СМР.

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ингибитора коррозии (как правило, товарной формы) (G, кг/сут) рассчитывается по формуле:

$$G = 1000^{-1} \cdot C_{и.р} \cdot Qж, \quad (7)$$

В течение первых суток ингибитор подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-3 раза превышает оптимальную дозировку.

Затем его расход снижается до оптимальной дозировки.

Контроль за уровнем защиты от коррозии производится на основании установленной периодичности отбора проб жидкости и определения остаточного содержания ингибитора коррозии в воде. По остаточному содержанию ингибитора производится регулировка подачи дозировочного насоса.

3.4 Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера

Технологическая схема применения ингибитора в контейнере сводится к следующему: Первым в скважину спускается контейнер, затем фильтр, при добыче нефти штанговым насосом или фонтанным способом, затем хвостовик. В конце устанавливается насосное оборудование и колонна НКТ.

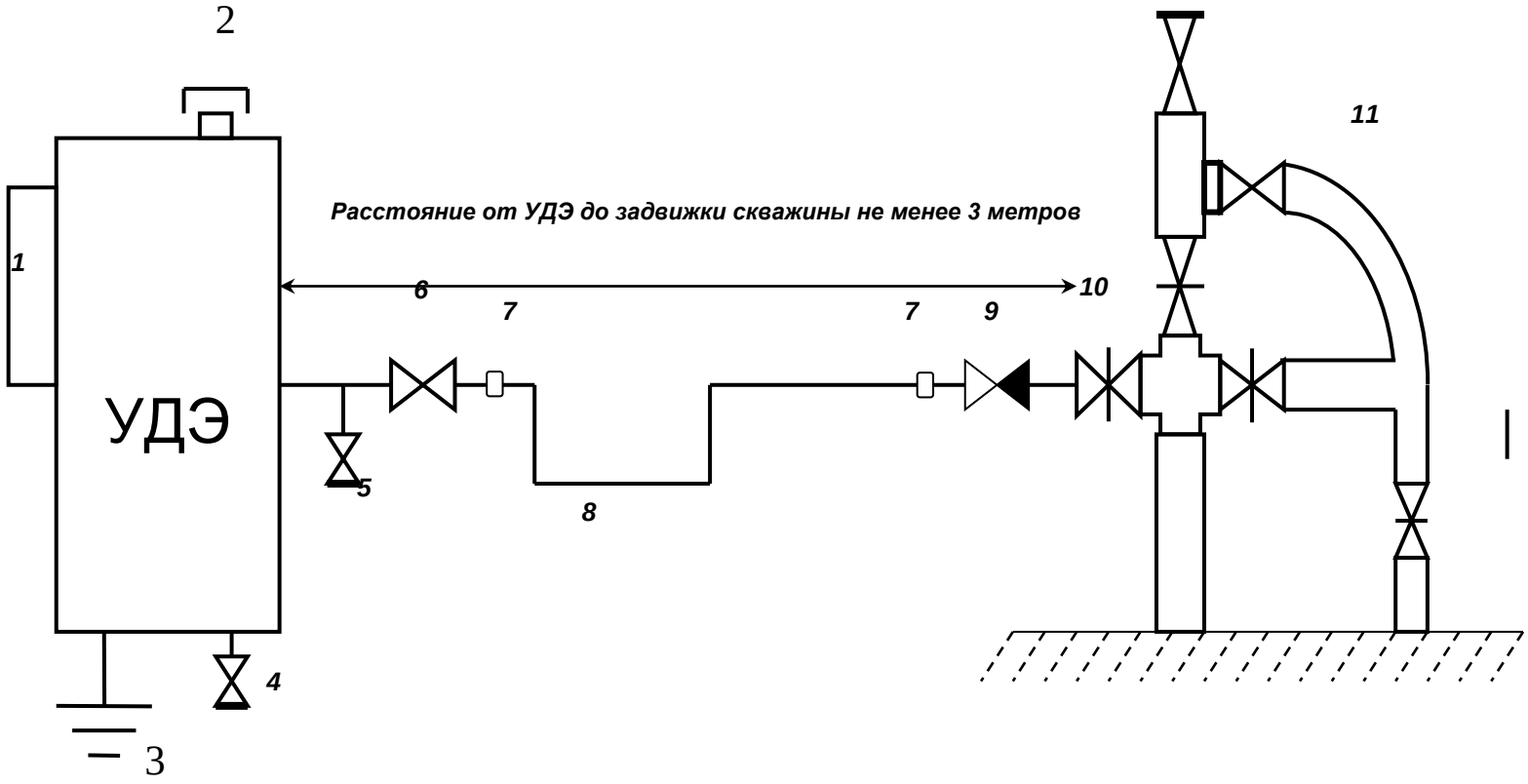
При применении УЭЦН погружной скважинной контейнер прикрепляется к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент благодаря невысокой растворимости в добываемой продукции осуществляет защиту всей насосной установки

После спуска глубинного оборудования и запуска скважины в работу, добываемые флюиды через перфорацию омывают реагент, который постепенно растворяясь в добываемых флюидах, выносится вместе с продукцией скважины, т.е. происходит его самодозировка.

Эффективность действия ингибитора коррозии из скважинного контейнера определяется по увеличению МРП. Следует отметить, что объём скважинного контейнера, ограничен, и не все поставщики предоставляют

методику определения остаточного содержания ингибитора коррозии, поэтому контроль периода защиты определить практически невозможно.

Ниже приведены критерии применимости различных методов защиты от коррозии. В таблице 12 приведены уточненные и детализированные критерии применимости различных методов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования.



1.Эл.щит УДЭ
2.Заправочная орловина
3.Контур заземления
4.Дренажный вентиль с заглушкой
5.Стравливающий вентиль с заглушкой (может находиться внутри УДЭ)
6.Запорный вентиль УДЭ
7.БРС
8.Гидро - затвор
9.Обратный клапан
10.Задвижка скважины
11.Скважина

Рисунок 13 – Принципиальная схема расположения УДЭ

Таблица 12 – Критерии применимости различных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты	Критерии применимости
1	2	3
1	Применение низко- и среднелегированных сталей, сталей с повышенным содержанием хрома (≤ 5%)	Скорость коррозии (коррозионная агрессивность среды) ≤ 2,0 мм/год,
2	Применение нержавеющих сталей (содержание хрома 13% и выше)	Нет ограничений
3	Применение стеклопластиковых НКТ	Проведение СПО при Т не ниже -30^{0}С,
		Подверженность абразивному износу,
		Особые условия хранения
		(без воздействия солнечного света),
		Необходимость использования специального инструмента и переводников для монтажа-демонтажа,
		Большой диаметр муфт - 95.4 мм,
		Рабочая температура ≤ 110^{0}С
4	Термодиффузионное цинковое покрытие Neozinc	Не стойко в кислых и щелочных средах
5	Силикатноэмалевое покрытие	Хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части
6	Эпоксидное покрытие	Верхний температурный предел +90^{0}С
7	Полиэфирное покрытие «Аргоф»	Подверженность абразивному износу
8	Полиуретановое покрытие PolyPlex-P	Нет ограничений*
9	Полифенилсульфидные (ПФС) покрытия	Нет ограничений*
10	Периодическое ингибирование через затруб	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС на устье ≤ 3 м/с.
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС на устье ≤ 1 м/с
		При КВЧ > 500 мг/л не применима (по зам.9)
		Не защищает корпус ПЭД
		Не применимо при работе скважины через затруб
		Риск электрокоррозии
11	Постоянное ингибирование через затруб	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС ≤ 5 м/с
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС ≤ 2 м/с
		При КВЧ ≤ 1000 мг/л скорость ГЖС ≤ 1 м/с (3.9)
		Не защищает корпус ПЭД
		Не применимо при работе скважины через затруб
		Риск электрокоррозии
		Не защищает корпус ПЭД

Продолжение таблицы 12

1	2	3
12	Постоянное дозирование через капиллярную трубку	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС ≤ 5 м/с
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС ≤ 2 м/с
		При КВЧ ≤ 1000 мг/л скорость ГЖС ≤ 1 м/с (З. 9)
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
		Возможность адресной защиты (включая ПЭД)
13	Задавка ингибитора в пласт	Дебит ≤ 200 $м^3$/сут.
		Термостабильность ингибитора
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
14	Использование погружного контейнера-дозатора	Дебит ≤ 50 $м^3$/сут.
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии-наличие зумпфа
15	ЭХЗ с использованием станции катодной защиты	Для защиты наружной поверхности обсадных труб
		При использовании для защиты УЭЦН необходим спуск доп. кабеля или кабеля с 4 жилами
		Не защищает внутреннюю поверхность НКТ
16	Протекторная защита	Применима для защиты УЭЦН
		Обводненность ≥ 60%
17	Высокоскоростное газопламенное напыление	Для защиты УЭЦН

* - по данным производителя

В процессе проведения обработки контролируются следующие параметры:

– при периодическом дозировании ингибитора в скважину контролируется объем закачанного раствора или ингибитора (1 раз по завершении обработки);

– при задавливании ингибитора в пласт контролируется объем закачанного раствора ингибитора (1 раз по завершении обработки), объем продавочной жидкости (1 раз по завершении обработки), время адсорбции ингибитора (1 раз в период запуска скважины на режим).

Систематически определяется (1 раз в месяц при задавке в пласт и 2 раза в месяц при периодической подаче в затрубное пространство) содержание ингибитора в попутно-добываемой воде добывающих скважин.

Определение содержания ингибитора в закачиваемом растворе либо попутно-добываемой воде производится в соответствии с методами анализа, приведенными в соответствующих ТУ на реагент.

Производительность дозировочного насоса, объем закачанных реагентов контролируется путем измерения уровня раствора мерниками, устанавливаемыми на емкостях с раствором ингибитора или расходомерами.

В случае снижения содержания ингибитора в добываемой воде ниже допустимого минимального уровня технологическая группа нефтепромысла совместно с лабораторией принимает решение о корректировке технологии ингибирования, внеочередной обработке.

Эффективность действия реагента определяется путем сравнения МРП скважинного (и другого) оборудования с применением и без применения реагента с учетом количества подземных и капитальных ремонтов по причине коррозии оборудования, расходов на заменяемое оборудование.

Для контроля скорости коррозии и защитного действия реагентов могут использоваться датчики типа Моникор-Зонд (гравиметрия и метод LPR), установленные на выкидных линиях работающих скважин, а также образцы-свидетели коррозии: в газлифтных скважинах для этих целей используются ловильные головки газлифтных клапанов, в скважинах ЭЦН - кассеты с образцами, подвешенные на проволоке внутри НКТ.

Эффективность ингибиторов коррозии должна быть не менее 90%: т. е. должно быть достигнуто снижение скорости коррозии в 10 и более раз. В случае, если эффективность ингибиторной защиты будет недостаточной, необходимо увеличить удельный расход ингибитора, закачивать другой ингибитор или изменить периодичность обработки.

При низкой фоновой (контрольной) скорости коррозии ингибитор может не обеспечить защитное действие ≥ 90%.

В таком случае эффективность защиты определяется остаточной скоростью коррозии, которая должна быть не выше 0,05 мм/год по образцам-свидетелям.

Разработана Технологическая инструкция по применению ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия, на фонде осложненных коррозией скважин Ванкорского месторождения.

Необходимо отметить, что применение чисто биоцидных реагентов для подавления биокоррозионных процессов наиболее целесообразно на УПСВ и ЦПС, по технологиям, приведенным в п.3.1.

На скважинах более целесообразно применение реагентов комплексного действия, одновременно подавляющих бактериальную микрофлору и снижающих коррозионную агрессивность пластовых флюидов.

Наиболее эффективным регентом в этом классе является ингибитор - барктеридиц СНПХ-1004Р.

3.5 Исследование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов

В соответствии с Протоколом Технического совещания в ДНГД ОАО «НК «Роснефть» от 10.07.13 г. п.5 проведено исследование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов.

Для коррозионных исследований использованы образцы, изготовленные из стали марки 32Г (модель материала стали эксплуатационной колонны) и из стали марки 13Cr (модель материала стали НКТ).

Вид образцов для испытаний представлен на рисунках 13,14 и 15.

Рисунок 13 – Образец из стали 32Г

Рисунок 14 – Образец из стали 13Cr

Рисунок 15 – Гальванопара 13Cr/32Г

Исследование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов производилось путем сравнения изменения скорости коррозии образцов хромсодержащей НКТ и материала эксплуатационной колонны, как в изолированном состоянии, так и соединенных токопроводящим мостиком.

Испытания проводились в модели пластовой воды Ванкорского месторождения (пласт Як 3-7) насыщенной углекислым газом при температуре 40^0С. Время экспозиции образцов составляло 6, 24 и 72 часа в статических условиях.

Испытания проводились в соответствие с методиками, изложенными в Стандарте Компании № П1-01 СЦ-080 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов: деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

Полученные в результате испытаний результаты представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Скорость коррозии образцов из сталей 13Cr и 32Г в изолированном и соединенном состояниях

Время, час	Скорость коррозии изолированных образцов, мм/год		Скорость коррозии образцов, соединенных мостиком, мм/год	
	Образец из стали 32Г	Образец из стали 13Cr	Образец из стали 32Г	Образец из стали 13Cr
6	1,45	0,06	1,55	0,03
24	1,16	0,04	1,20	0,01
72	0,69	0,01	0,71	0,003

В результате моделирования условий эксплуатации НКТ из стали 13Cr в обсадной колонне из стали 32Г выявлено, что контакт стали с содержанием хрома 13 % приводит к незначительному (в пределах 3 – 7 %) увеличению скорости коррозии стали марки 32Г.

Замеренная разность потенциалов между образцами хромсодержащей НКТ и материала эксплуатационной колонны, соединенных токопроводящим мостиком, составила 0,25 В.

Таким образом, моделирование влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны показывает, что контакт металлов различных марок 13Cr/32Г не приведет к существенному росту скорости коррозии эксплуатационной колонны.

На основании анализа технологий очистки воды от СВБ и имеющегося уровня зараженности на Ванкорском месторождении рекомендуется реализация следующих вариантов бактерицидных обработок:

– периодическая ударная обработка бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин.

– периодичность должна составлять: не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);

– периодическая ударная обработка бактерицидом подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС на вход насосов откачки воды в систему ППД для подавления биоценоза в ПЗП нагнетательных скважин.

Периодичность должна составлять:

– не менее 1 раза в 2 месяца, т.е. 6 обработок в первый год внедрения технологии с последующим снижением периодичности до 1 обработки в квартал (второй год внедрения технологии) и 1 обработки в полугодие (третий год внедрения технологии);

– чередование периодической и постоянной обработки бактерицидом подтоварной воды. Частота периодической ударной обработки бактерицидом резервуаров сбора подтоварной воды на УПСВ-ЮГ, ЦПС для подавления бактериальной микрофлоры в наземном оборудовании и ПЗП нагнетательных скважин должна составлять не менее 1 раза в 3 месяца (в первый и второй годы внедрения технологии) с последующим снижением периодичности до 1 обработки в полугодие (3 год внедрения технологии).

Также должна быть предусмотрена постоянная подача бактерицида в эффективной дозировке для подавления планктонных форм СВБ на вход насосов откачки воды в систему ППД для не допущения развития биоценоза между ударными обработками.

На основании лабораторного тестирования проведено ранжирование ингибиторов коррозии для защиты погружного скважинного оборудования по степени снижения эффективности:

– для дозировки 20 мг/л

Юникор WS102 = Сонкор 9011= Аквакор 5115 Т > Азол 5030В > Ипроден К-2 м > СНПХ 1004Р > Напор 1010Б > Напор 1007 > Кватрамин 1002

– для дозировки 30 мг/л

Юникор WS102 = Сонкор 9011 = Аквакор 5115 Т = Ипроден К-2 м > Азол 5030В > СНПХ 1004Р > Напор 1010Б > Напор 1007 > Кватрамин 1002

На основании лабораторного тестирования проведено ранжирование биоцидов и реагентов комплексного действия по эффективности подавления жизнедеятельности СВБ.

THOR PHB 20 > Биолан = СНПХ-1004Р = Напор 1010Б = Напор 1007 = Кватрамин 1002 > Сонцид 8104 > ЛПЭ – 321

Не установлено существенного снижения эффективности действия ингибиторов коррозии в присутствии биоцидов.

Разработаны методы проведения биоцидных и противокоррозионных обработок внутрискважинного оборудования на Ванкорском месторождении.

Подачу ингибитора коррозии (реагента комплексного действия) в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами, в зависимости от критериев применимости.

Данные сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Методы защиты

№ п/п	Метод защиты	Критерии применимости
1	2	3
1	Применение низко- и среднелегированных сталей, сталей с повышенным содержанием хрома (≤ 5%)	Скорость коррозии (коррозионная агрессивность среды) ≤ 2,0 мм/год,
2	Применение нержавеющих сталей (содержание хрома 13% и выше)	Нет ограничений
3	Применение стеклопластиковых НКТ	Проведение СПО при Т не ниже -30^{0}С,
		Подверженность абразивному износу,
		Особые условия хранения
		(без воздействия солнечного света),

Продолжение таблицы 14

1	2	3
		Необходимость использования специального инструмента и переводников для монтажа-демонтажа
		Большой диаметр муфт - 95.4 мм,
		Рабочая температура $\leq 110^0$C
4	Термодиффузионное цинковое покрытие Neozinc	Не стойко в кислых и щелочных средах
5	Силикатноэмалевое покрытие	Хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части
6	Эпоксидное покрытие	Верхний температурный предел $+90^0$C
7	Полиэфирное покрытие «Аргоф»	Подверженность абразивному износу
8	Полиуретановое покрытие PolyPlex-P	Нет ограничений*
9	Периодическое ингибирование через затруб	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС на устье ≤ 3 м/с.
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС на устье ≤ 1 м/с
		При КВЧ > 500 мг/л не применима (по зам.9)
		Не защищает корпус ПЭД
		Не применимо при работе скважины через затруб
		Риск электрокоррозии
10	Постоянное ингибирование через затруб	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС ≤ 5 м/с
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС ≤ 2 м/с
		При КВЧ ≤ 1000 мг/л скорость ГЖС ≤ 1 м/с (З.9)
		Не защищает корпус ПЭД
		Не применимо при работе скважины через затруб
		Риск электрокоррозии
		Не защищает корпус ПЭД
11	Постоянное дозирование через капиллярную трубку	При КВЧ ≤ 100 мг/л скорость ГЖС ≤ 5 м/с
		При КВЧ ≤ 500 мг/л скорость ГЖС ≤ 2 м/с
		При КВЧ ≤ 1000 мг/л скорость ГЖС ≤ 1 м/с (З. 9)
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
		Возможность адресной защиты (включая ПЭД)
12	Задавка ингибитора в пласт	Дебит ≤ 200 м^3/сут.
		Термостабильность ингибитора
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
13	Использование погружного контейнера-дозатора	Дебит ≤ 50 м^3/сут.
		Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии-наличие зумпфа

– периодической закачкой (задавкой) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта;

– периодическим дозированием (подачей) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины);

– постоянным дозированием (подачей) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозировочной установки (УД, УДХ);

– постоянным дозированием ингибитора на приём насоса с помощью дозировочной установки (УД, УДХ) и специальных трубок, которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ;

– непрерывным дозированием растворяемого твердого ингибитора из скважинного контейнера;

Приведены расчетные формулы для определения расхода ингибиторов и реагентов комплексного действия.

Подготовлен рабочий вариант Технологической Инструкции по применению ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия на добывающих скважинах.

Исследованием влияния НКТ с содержанием хрома 13 % на целостность эксплуатационной колонны с учетом разности потенциала металлов показано, что контакт металлов различных марок 13Cr/32Г не приведет к существенному росту скорости коррозии эксплуатационной колонны.

4 Технико-экономический расчет

В дипломной работе рассматривается возможность уменьшения влияния процессов коррозии на глубинно-насосное оборудование наклонно-направленных, горизонтальных скважин, которые в свою очередь оказывают негативное воздействие на межремонтный период и среднюю наработку на отказ насосного оборудования.

Основой экономического расчета будет внедрение подземного оборудования стойкого к агрессивной коррозионной среде скважины. На примере рассмотрим внедрение подвески колонны насосно-компрессорных труб с процентным содержанием хрома 13%.

За счет внедрения НКТ с содержанием хрома 13% мы сможем снизить количество ремонтов, что позволит сократить потери по добыче нефти и затраты на оплату бригад по КРС.

При расчете экономической эффективности используется цена реализации нефти в размере 52,24 долл./бар. (курс доллара США 67,0 руб.).

Для определения экономической целесообразности данного мероприятия необходимо определить:

– стоимость средней колонны НКТ с содержанием хрома 13%;

– оплата услуг бригады КРС до и после спуска подвески НКТ с содержанием хрома 13%(ХНКТ);

– убытки понесенные из-за простоя скважины до и после спуска подвески НКТ с содержанием хрома 13%(ХНКТ);

4.1 Затраты на приобретение оборудования

Цены на подвеску НКТ с содержанием хрома 13% взяты согласно данным по цене компаний «Majer Pack».

Стоимость средней подвески ХНКТ (средняя Нсп 2265м.) – 7 869 608 руб.

4.2 Затраты на оплату работы бригады КРС

Оплата работы бригады КРС за сутки составляет - 336 960 руб.

Затраты на время работы бригады КРС только по подъему и спуску подвески в течении одного года до спуска подвески ХНКТ определим по формуле

$$З_{КРС\ БХ} = З_{СУТ}/24 \cdot n_{нас} \cdot m_{БХ,} \quad (6)$$

Затраты на время работы бригады КРС только по подъему и спуску насоса в течении одного года после спуска подвески ХНКТ определим по формуле

$$З_{КРС\ Х} = З_{СУТ}/24 \cdot n_{нас} \cdot m_{Х}\ , \quad (7)$$

где $З_{СУТ}$ – затраты на оплату работы бригады КРС за 24 часа;

$n_{нас}$ – время работы бригады КРС на спуске и подъеме подвески (196 ч);

$m_{БХ}$ =365/СНО=3,6 – частота в год до спуска подвески ХНКТ, при СНО = 100 дней, до спуска подвески ХНКТ;

$m_{Х}$ =365/СНО=1,8 – частота в год после спуска подвески ХНКТ, при СНО = 100·2=200 дней после спуска подвески ХНКТ.

$З_{КРС\ БХ}$ = 336 960/24·196·3,65=10 044 216 руб./год

$З_{КРС\ Х}$ = 336 960/24·196·1,8=4 953 312 руб./год

4.3 Затраты на простой оборудования

На время извлечения подвески вышедшей из строя и спуска новой приходится останавливать все технологические процессы по извлечению продукции скважины.

Суточная стоимость простоя скважины – 1 277 500 руб.

- средний дебит 50 т/сут (≈365,0 баррелей/сут);
- стоимость нефти на внешнем рынке 3500 руб/баррель.
- простой скважины на время подъема и спуска - 196 часов.

Потери при простое скважины до спуска подвески ХНКТ:

$$З_{ПР1}=З_{СУТ}/24 \cdot T_{РЕМ} \cdot n_{БХ}, \quad (8)$$

где $З_{СУТ}$ - суточные затраты на простой оборудования, руб;

$T_{РЕМ}$ - время ремонта оборудования, ч;

$n_{БХ}$ - количество ремонтов в год, при СНО 100 суток до спуска подвески ХНКТ;

$n_{БХ}$ = 365/100=3,65 частота в год

$З_{ПР1}=1\ 277\ 500/24 \cdot 196 \cdot 3,65=37\ 558\ 500$ *руб.*

Потери при простое скважины после спуска подвески ХНКТ:

Ожидаемое количество дней СНО после спуска подвески ХНКТ в скважину увеличится в два раза:

$$З_{ПР2}=З_{СУТ}/24 \cdot T_{РЕМ} \cdot n_{Х}, \quad (9)$$

где $n_{Х}$ - количество ремонтов в год, при СНО 200 суток после спуска подвески ХНКТ

$n_{Х}$ = 365/200=1,8

$З_{ПР2}$=1 277 500/24 · 196 · 1,8=18 779 250 руб.

4.4 Калькуляция затрат по обслуживанию скважины до и после спуска подвески ХНКТ

В таблицах 15 и 16 представлены калькуляции затрат на обслуживание скважины до и после спуска подвески ХНКТ.

Таблица 15 – Калькуляция затрат на обслуживание одной скважины без подвески ХНКТ

Вид затрат	Стоимость, руб./год
Стоимость обычной подвески НКТ	1 967 000
Затраты на оплату работы бригад КРС	10 044 216
Потери при простое скважины	37 558 500
Итого:	49 569 716

Таблица 16 – Калькуляция затрат на обслуживание одной скважины после спуска подвески ХНКТ

Вид затрат	Стоимость, руб./год
Стоимость подвески ХНКТ	7 869 608
Затраты на оплату работы бригад КРС	4 953 312
Потери при простое скважины	18 779 250
Итого:	31 602 170

4.5 Экономический эффект

$Э = З_2 - З_1 =$ 49 569 716-31 602 170=17 967 546 руб.

Экономический эффект достигается за счет увеличения межремонтного периода и соответственно за счет уменьшения времени простоя одной скважины.

Из приведенного расчета видно, что экономия на использовании ХНКТ на одной скважине составит около 18 млн. руб. в год. Умножив полученную экономию на количество скважин подверженных коррозии, получим общий экономический эффект:

$Э_{общ} = 18\ 000\ 000 \cdot 50_{скв} = 900\ 000\ 000$ *руб.*

5. Безопасность и экологичность проекта

В условиях продолжающегося загрязнения окружающей среды в масштабах всей Земли, ужесточаются требования в сфере охраны труда и окружающей среды. При выборе технологической схемы производства, оборудования необходимо руководствоваться не только экономическими выгодами, но и осуществлять мероприятия по охране природы, отдавая предпочтение наиболее современным технологиям с минимальным загрязнением окружающей среды, причем при добычи необходимо обеспечивать условия здоровой и безопасной работы, исключающие возможность несчастных случаев, профессиональных заболеваний и отравлений.

5.1. Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Основные опасные и вредные факторы при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений приведены в таблице 17.

Таблица 17 Виды опасных и вредных факторов

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вред-ные	Опас-ные	
1	2	3	4
повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	+		ГОСТ 12.1.005-88
повышенная запыленность воздуха рабочей зоны	+		
повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	+		
повышенный уровень шума на рабочем месте	+		ГОСТ 12.1.003-83
повышенный уровень вибрации	+		ГОСТ 12.1.012-2004
повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека		+	ГОСТ 12.1.030-81
недостаточная освещенность рабочей зоны			ГОСТ 12.1.046-2014
биологические (гнус, клещи и др.).		+	ГОСТ 12.4.115-82

Предельно-допустимая концентрация вредных веществ в воздухе приведена в таблице 18 и ПДВК в воздухе таблица 19.

Таблица 18 - Предельно-допустимая концентрация вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88)

Вещество	ПДК мг/м3	Класс опасности
Ацетон	200	IV
Ацетилен	5	III
Бензин-растворитель	100	IV
Бензол	5	II
Бутан	300	IV
Керосин	300	IV
Сероводород	10	II
Соляная кислота	5	III
Спирт метиловый (метанол)	5	III
Углеводороды С1-С10	300	IV
Окись углерода	20	IV
Углерод четыреххлористый	20	II
Хлор	1	II

Таблица 19 - Предельно допустимые взрывобезопасные концентрации некоторых веществ (ПДВК) в воздухе рабочей зоны

Вещество	ПДВК		
	об. %	мг/м3	мг/л
Аммиак	0,875	5500	5,5
Бензол	0,07	2250	2,25
Бензин-растворитель	0,04	1630	1,63
Бутан	0,09	2250	2,25
Керосин	0,07	3700	3,7
Метан	0,25	1650	1,65
Нефть (фракция 20-200ГС)	0,07	210	2,1
нПентан	0,07	2050	2,05
Пропан	0,11	1900	1,9
Метанол	0,3	4600	4,6

Условия труда на нефтяных промыслах Западной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями. Климат района резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и холодное лето. Актированные дни устанавливаются при температуре более - 45°С. Нормы температур приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений (ГОСТ 12.1.005-88)

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С		Относительная влажность %		Скорость движения воздуха м/с	
		Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
Холодный	средней тяжести II-б	17-19	15-21	40-60	75	0,2	<0,4
Теплый	средней тяжести II-б	20-22	16-27	40-60	70	0,3	0,2-0,5

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. Искусственное освещение нормируется в соответствии со СниП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования». Нормы освещенности представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Нормы освещенности

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение, мк при системе комбинированного освещения	
						Всего	В том числе от общего
Средней точности	Свыше 0,5 до 1, мм	IV	В	Большой	Светлый	400	200

Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-83 [5] и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах – до 99 Дб; в насосной уровень шума достигает 90-100 Дб.

Обслуживающий уровень, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники, шлемы). Для снижения уровня шума устанавливаются звукоизолирующие ограждения, звукоизолирующие кабины и пульты управления, звукоизолирующие кожухи.

Допустимые уровни звука представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Допустимые уровни звукового давления

Условия возникновения шума	Среднегеометрические частоты октановых полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории	95	87	82	78	75	73	71	69
Шум, проникающий извне	71	61	54	49	45	42	40	38

Источники вибрации: насосы, групповая замерная установка.

В соответствии с СП 2.2.1.1312-03 допустимые нормы вибрации при работе в насосной составляют 60-70 Дб. Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы. Допустимые значения вибрации с соответствии с ГОСТ 12.1.012-2004 представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Допустимые значения вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц							
	1	2	4	8	16	31,5	63	125
Транспортно-технологическая	-	117	108	102	101	101	101	-

К средствам индивидуальной защиты на промыслах относятся: спецодежда, головные уборы, спецобувь, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки и антифоны), предохранительные пояса. Требования к спецодежде регламентируются ГОСТ 12.4.103-83. К ней предъявляются такие требования как: хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоемкость и нефтепроницаемость. Для защиты головы от механических повреждений применяются тектиловые, пластмассовые и другие каски.

Средства защиты глаз (защитные очки), предохраняющие глаз от механических повреждений, попадания пыли, лучистой энергии, выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.253-2013 [11]. Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды, она должна иметь хорошие теплоизоляционные свойства.

Респираторы предназначены для очистки вдыхаемого воздуха от пыли, капель жидкости и вредных газов. Приспособления для защиты органов дыхания даны в ГОСТ 12.4.034-2001 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка».[9]

Антифоны применяют для защиты органов слуха при технологических процессах, сопровождающихся шумами.

При высотных работах в связи с опасностью падения обязательно применение предохранительных поясов.

Классификация средств защиты и общие к ним требования даны в ГОСТ 12.4.011-89 “Средства защиты работающих. Классификация” [8].

Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающих управлений характерна для всех технических процессов добычи, подготовки, транспортировки нефти и газа. Задачи пожарной профилактики состоят в том, чтобы исключить случай загорания веществ и материалов вне специального очага и в масштабах, неконтролируемых человеком.

На промысловых объектах и установках с выделением сероводорода и других газов предусмотрены мероприятия по предотвращению влияния газов на работающих (герметизация установок и устьевого оборудования скважин, газоулавливание, очистка от серы, отвод газа для утилизации).

5.2. Экологическая безопасность

Рассмотрим экологические аспекты нефтяных загрязнений и пути их предотвращения.

В нефтяной промышленности множество объектов и различных технологических процессов, служащих источниками утечек углеводородов и загрязнения окружающей среды. Чаще других в атмосферу выбрасываются легкие углеводороды, концентрации которых нередко превышают установленные предельные допустимые (ПДК). Установлено, что большая часть выделяемых углеводородов – 75% поступает в атмосферу, 20% - в воду, 5% - в почву. Основными загрязнителями атмосферы в районах добычи нефти служат углеводороды, окиси серы, азота, углерода и твердые частицы.

Результаты исследований УфНИИ гигиены и профзаболеваний, подтверждают, что наиболее агрессивным загрязнителем является сероводород, а среди углеводородных компонентов – пентан.

Главным источником загрязнения водоемов являются сточные воды. Минеральные загрязнители представлены в сточных водах нефтью и нефтепродуктами. Наибольшую опасность для водной среды представляют нефть, нефтепродукты и конденсат. Покрывая тончайшей пленкой огромные

участки водной поверхности, нефть нарушает кислородный, углекислотный и другие формы биологически значимого газового обмена в поверхностных слоях воды и пагубно воздействует на планктон, речную, озерную фауну и флору.

Локальные загрязнения почвы связаны чаще всего с разливами нефти и нефтепродуктов при повреждении больших площадей возможно при фонтанировании нефти. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течении длительного периода времени. Основываясь на практике разработки месторождений оказалось, что при разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы составит около 20 лет.

Охрана воздушной среды. Осуществляется полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа; соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи. Установлены перепускные газовые клапаны в устьевой арматуре скважин. Внедряются методы освоения скважин с минимальным выбросом веществ в атмосферу. Проводится 100% контроль сварных соединений при строительстве трубопроводов.

Защита почв и рекультивация земель. Район месторождения представляет собой сильно заболоченную местность. Распространены болотные почвы. Единственно относительно плодородная почва распространена в поймах рек. Для ликвидации последствий техногенного влияния на земельные ресурсы предусматривается рекультивация земель после окончания работ в соответствии с РД-39-0147103-365-86. "Инструкция по рекультивации земель, загрязнённых нефтью". При этом предварительное, перед началом буровых работ, снятие и складирование гумусового слоя не производится.

Приведем расчет выбросов в окружающую среду и плату за загрязнение.

Источник выделения загрязняющих веществ - скважина.

Количество загрязняющих веществ определяется по формуле (9):

M=(9325*N1+234*N2)/10000+4*((P*V)*0.8)*Nc*0.001/Ky+Mде*Nде)*t/1000,

где M – количество выброшенных летучих углеводородов в атмосферу,т;

N1- число скважин (газлифт, ЭЦН), шт.;

N2- число скважин (ШГН), шт.;

P- давление в сепараторе замерной установки, кг/см^2;

V- объем сепаратора замерной установки, м^3;

T- средняя температура в сепараторе, C°;

Tн- температура кипения жидкости, C°;

Кн- коэффициент зависящий от температуры кипения жидкости и средней температуре в аппарате;

Nc- число сепараторов на кусте скважин, шт;

Mде- масса выбросов углеводородов из дренажной емкости, кг/ч;

Nде- число дренажных емкостей на кусте скважин, шт;

t- время работы, ч.

N1 = 227шт.	Kv = 0,39
N2 = 78шт.	Nc = 40шт.
P = 15кг/см^2	Mде = 1,332кг/ч
V = 1.9м^3	Nде = 40 шт.
T = 40C°	T = 2760ч.
Tн = 80C°	Кол-во источников – 306 шт.

Выбросы вредных веществ в атмосферу:

M («летучие углеводороды») = 188,965798 т/кв.

Перечень загрязняющих веществ и их ПДК:

Попутный газ – 300 мг/м^3 Серная кислота – 1 мг/м^3

Нефть – 300 мг/м^3 Соляная кислота – 5 мг/м^3

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможны следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже – 40^0С), метели и снежные заносы.

Техногенного характера: пожары, взрывы, разливы аварийно химически опасных веществ, отключение электроэнергии и др.

По статистическим материалам или путем экспертных оценок определяются наиболее вероятные ЧС на объекте, прогнозируются их последствия и разрабатываются мероприятия по их предотвращению.

Одним из основных мероприятий по предупреждению пожаров является пожарная профилактика, направленная на установление строгого соблюдения работниками требований правил, норм и инструкций по технике безопасности, своевременное устранение неисправностей оборудования и недопущение утечек нефти и газа. Необходимо исключить возможность образования как горючей среды, так и источников зажигания в ней. Сгораемые отходы производства, обтирочный материал должны убираться, а места розлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны также тщательно убираться и засыпаться сухим песком или грунтом.

Для предотвращения разливов химически опасных веществ необходима проверка состояния бурового оборудования, наличие специальных средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями,

При аварии на трубопроводе количество газа Q(т) берется до 20% от объема вытекшей нефти.

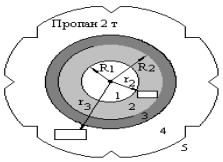
Проведём расчёт чрезвычайной ситуации:

- вероятный взрыв резервуаров заполненных нефтью (для приготовления состава) объёмом 50 $м^3$ каждый. При этом объём газо-воздушной смеси ($Q_{(Т)}$) принимается равным 20% от общего объёма резервуаров. При взрыве выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1),

где происходит полное разрушение. Избыточное давление в зоне детонационной волны $\Delta P_{Ф1}$ = 900 (кПа). Радиус зоны детонационной волны (R_1) определяется по формуле:

$$R_1 = 18{,}5\sqrt[3]{Q} \text{ (м)} \quad (9)$$

где Q – количество газа, тонн.



1 – зона детонационной волны, радиусом R_1 (м);

2 – зона ударной волны, R_2 (м);

3 – зона смертельного поражения людей, $R_{спл}$ (м);

4 – зона безопасного удаления, где $\Delta P_ф$= 5 (кПа);

5 – зона предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2, r_3 – расстояние от эпицентра взрыва до элементов предприятия.

Рисунок 16 Взрыв газовоздушной смеси

Для нашего случая масса объёма газовоздушной смеси 15,3 т, тогда радиус зоны детонационной волны:

$$R_1 = 18{,}5\sqrt[3]{15{,}3} = 45{,}9м$$

Кустовые сооружения находятся в радиусе 50 м от эпицентра и при взрыве подвергнутся сильному разрушению.

Радиус зоны смертельного поражения людей ($R_{спл}$) определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30\sqrt[3]{Q} \quad (10)$$

Для нашего случая $R_{спл} = 30\sqrt[3]{15{,}3} = 74{,}5м$

Таким образом, все объекты при взрыве пара и газовоздушной смеси на кусте при проведении КРС попадают в зону детонации и будут полностью разрушены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показатели отдачи пласта и процесс добычи нефти в целом, напрямую зависят от полноты геологических изысканий, качества строительства скважин и рационального подбора скважинного глубинного оборудования, но применение мер антикоррозийной защиты непосредственно в процессе добычи позволит снизить потери при простое и затраты на ремонт, тем самым повысить экономическую эффективность.

Правильный выбор метода защиты скважинного оборудования от агрессивной среды позволит увеличить межремонтный период (МРП) и как следствие уменьшить время простоя, что в свою очередь, позволит сэкономить денежные средства нефтяной компании порядка 18,0 млн. руб. при эксплуатации одной горизонтальной скважины в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АКЦ – акустическая цементометрия

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

БР – бакалаврская работа

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – гидродинамические исследования

ДНС – дожимная компрессорная станция

ЖГ – жидкость глушения

КРС – капитальный ремонт скважин

МРП – межремонтный период

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПЗП – призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

ПЭД – погружной электродвигатель

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии

СМР – строительно-монтажные работы

СНО – смесь нефтяных отходов

УД (УДХ) – установка дозирования химреагента

УДНГ – управление добычи нефти и газа

УДЭ – установка дозировочная электронасосная

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УЭЦН – Установка электрического центробежного насоса

ЧС – чрезвычайные ситуации

ФПЗ – флюидопроводящая зона

ЦПС – центральный пункт сбора

ЭЦН – электрический центробежный насос

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. – Введ. 15.06.2003. – Москва : Главного государственного санитарного врача РФ, 2003. – 27с.

2. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно- допустимые концентрации (ПДК) в воздухе рабочей зоны». – Введ. 01.01.2003. – Воронеж : Госстрой Росси, 2003. – 24с.

3. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. – Введ. 01.07.1992. – Москва : ИПК издательство стандартов, 1996 – 26с

4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 01.12.1988. – Москва : Миннефтехимпром СССР, 1989. – 18с.

5. ГОСТ 12.1.008-83 (СТ.СЭВ 1030/79) Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 12.01.1983. – Москва : Стройиздат, 1983. - 27с.

6. ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2009. – Москва : Госстандарт России, 2009 – 30с.

7. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. - Введ. 01. 01.1995. – Москва : Госстандарт России, 1994 – 45с.

8. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования м классификация Введ. 01.07.1990. – Москва : Госкомитет стандартов СССР, 1990. – 8с.

9. ГОСТ 12.4.034-2001 Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка. Введ. 10.10.2001. – Москва : Госстандарт России, 2013 – 7с.

10. ГОСТ 12.4.103-83ССБТ Одежда специальная защита, средства индивидуальной защиты ног и рук. Введ 17.12.83 – Москва : Стройиздат, 1983. - 6с

11. ГОСТ 12.4.253-2013 Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования Введ. 01.06.2013. – Москва : Госстандарт России, 2013 – 38с.

12. ГОСТ 9.905-2007 Методы коррозионных испытаний. Введ. 01.01.2007. – Москва : Госстандарт России, 1995 – 20с.

13. ГОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления». – Введ. 04.07.1986. – Москва : Госстрой России, 1986.

14. ГОСТ 9.908-85 Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. Введ. 31.01.1985. – Москва : Госстрой СССР, 1985 – 30с.

15. Карта [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о зонах влажности.-Электрон.дан.-М., [2010].-режим доступа: http://map.teploov.ru/.

16. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон.РФ, М-во финн.РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук.авт.кол.:Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО «Изд-во «Экономика», 2000.

17. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / МПР РФ №61, от 21.03.2007.

18. Налоговый Кодекс РФ со всеми последними изменениями и дополнениями.

19. П1-01 СЦ-080 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов». – Введ. 01.01.2003. – Москва : Нефтехим, 2003. - 15с.

20. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. . – Введ. 30.06.2003. – Москва : МЧС России, 2003 – 14с.

21. ПБ-08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

22. Петухов И.М., Батугина И.М. Геодинамика недр. Москва, «Недр коммюникейшенс ЛТД». 1999.

23. Производство [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о ЗАО Ванкорнефть.-Электрон.дан.-М., [2004].-Режим доступа: http://vn-www.rosneft.ru/.

24. ПУЭ Правила устройства электроустановок. – Введ. 08.07.2002. – Москва : Минэнерго России, 2002 – 33с.

25. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. М.,2005. – 114с.

26. РД 08-200-18 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

27. РД 153-34.0-03.2.98-2001. – Введ. 01.01.2001. – Воронеж : Гипрокаучук, 2001. – 24с.

28. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987 г.

29. РД-39-009-90 Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления.

30. СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы/ - Введ. 25.03.2003. – Москва : МЧС России, 2003 – 50с.

31. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклиматупроизводственных помещений. – Введ. 04.07.1996. – Москва : Госстрой России, 1996.

32. Свойства нефти и газа. – Введ. 31.01.1972. – Москва : Госстроем СССР, 1972 – 10с.

33. СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы. – Введ. 2.01.1985. – Москва : Госстрой СССР, 1985. – 36с.

34. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы – Введ. 11.06.1985. – Москва. – : МЧС СССР, 1985 – 22с;

35. СНиП 23-03-2003 Защита от шума. Введ. 30.06.2003. – Москва. – НИИСФ, 2003 -22с.

36. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.1995. – Москва : ФГУ ФЦС, 1995 – 17с.

37. СНиП 31-03-2001 Производственные здания. – Введ. 31.03.2001. – Москва. – : НИИСФ, 2001 – 14с.

38. СНиП 31-03-2001. Производственные здания. – Введ. 31.03.2001. – Москва : Госстрой России, 2001. – 32с;

39. СТО АСЧМ 20-93 Прокат стальной сортовой фасонного профиля. – Введ. 01.01.1994. – Москва : Ассоциация черметстандарт, 1993. – 10с.

40. Сухарев Г.М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М. Недра, 1979.

41. Трофимов В.Т. Экологическая геология. Москва, Геоинформмарк, 2002.

42. Фирма «Majer pack». [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения об оборудовании. Электрон.дан.-М., [1964].-Режим доступа: http://www.majerpack.net/ru/perekachka/sistemy-naliva-i-sliva-zhd-cistern/taktovyi-naliv/.

43. Шакиров Э. И. Эксплуатация скважин коррозионного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз». Методы борьбы с коррозией. Инженерная практика. – 2010. № 6. – с. 56 – 65.