

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____»

_____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Эффективность применения насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями при эксплуатации скважин на примере Ванкорского нефтегазового месторождения

Руководитель

подпись, дата

к. т. н, доцент

Н.Д. Булчаев

Выпускник

подпись, дата

А.Н. Картеева

Консультант

Безопасность и экологичность

подпись, дата

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____»

_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Картеевой Анне Николаевне

Группа ГБ 13-03 Направление (специальность):

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

Тема выпускной квалификационной работы: «Эффективность применения насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями при эксплуатации скважин на примере Ванкорского нефтегазового месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР Н.Д. Булчаев кандидат технических наук, доцент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю.

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание приняла к исполнению

подпись

А.Н. Картеева

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Эффективность применения насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями при эксплуатации скважин на примере Ванкорского нефтегазового месторождения» содержит 71 страницу, 16 рисунков, 19 таблиц, 29 источников.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ, MAJORPASC MPA96/C, НКТ С СОДЕРЖАНИЕМ ХРОМА 13%, СВЕРХВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫЙ ПОЛИЭТИЛЕН, МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД, КОРРОЗИЯ.

Цель работы - повышение наработки на отказ насосно-компрессорных труб на Ванкорском месторождении с помощью защитных покрытий НКТ.

В процессе работы были рассмотрены особенности разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, проанализировано текущее состояние разработки месторождения, проведен анализ технологической эффективности насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями исходя из особенностей месторождения, физико-химических свойств нефти и условий залегания пластов. Установлено, что в условиях коррозионной среды наиболее эффективной является НКТ с содержанием хрома 13%.

Экономическая эффективность технологии характеризуется приростом добычи нефти, снижением её себестоимости, ростом прибыли и производительности труда.

Рассмотрена технология сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ). Технология рекомендована к внедрению на Ванкорском месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении.....	6
1.2 Природно-климатические условия района и месторождения.....	8
1.3 Стратиграфия и литология.....	9
1.4 Тектоника.....	13
1.5 Нефтегазоносность.....	14
1.6 Физико-химические свойства нефти и пластовой воды.....	16
1.7 Сведения о запасах углеводородов.....	19
2 Технологическая часть.....	21
2.1 Схема разработки месторождения.....	21
2.2 Анализ текущего состояния разработки.....	23
2.3 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.....	26
2.4 Осложняющие факторы при добычи нефти и применяемые методы борьбы с ними.....	28
2.4.1 Осложнения при эксплуатации, связанные с наличием многолетнемерзлых пород в разрезе скважин.....	28
2.4.2 Отложение солей.....	28
2.4.3 Механические примеси.....	29
2.4.4 Высокий газовый фактор.....	30
2.4.5 Коррозионный износ.....	30
2.4.6 Отложения АСПО.....	31
3 Специальная часть.....	33
3.1 НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C.....	35
3.1.1 Особенности покрытия Majorpack MPAG96/C.....	35
3.1.2 Анализ эффективности применения.....	37
3.1.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями.....	39
3.2 Насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13%.....	40

3.2.1	Особенности НКТ с содержанием хрома 13%	40
3.2.2	Анализ эффективности применения	42
3.2.3	Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями	44
3.3	Сверхвысокомолекулярный полиэтилен	45
3.3.1	Свойства и особенности СВМПЭ	45
3.3.2	Технология производства порошка СВМПЭ	49
3.3.3	Перспективы развития технологии	50
3.4	Заключение к третьей главе	51
4	Безопасность и экологичность	53
	Введение	53
4.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	53
4.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	55
4.3	Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	56
4.4	Обеспечение безопасности технологического процесса	58
4.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	61
4.6	Обеспечение безопасности и аварийных и чрезвычайных ситуациях	63
4.7	Экологичность проекта	64
	Заключение	66
	Список сокращений	67
	Список использованных источников	68

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России производится 300-320 тыс. тонн насосно-компрессорных труб в год, из них только 100-140 тыс. тонн закупается для новых скважин, остальные идут на замену преждевременно вышедших из строя труб, чья наработка составляет не более трех лет.

В последние годы на Ванкорском месторождении прослеживается тенденция уменьшения межремонтного периода и наработки на отказ НКТ, что приводит к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование внутренних защитных покрытий НКТ является самым оптимальным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны по всей длине.

Целью работы является повышение наработки на отказ (ННО) насосно-компрессорных труб на Ванкорском месторождении с помощью защитных покрытий НКТ.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

1. Изучить особенности защитных покрытий;
2. Сравнить новые технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями;
3. Провести анализ эффективности применения.

Научной новизной бакалаврской работы является: изучение сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ) и НКТ с содержанием хрома 13%.

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

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское месторождение – перспективное нефтегазовое месторождение в Красноярском крае России, вместе с Лодочным, Тагульским и Сузунским месторождениями входит в Ванкорский блок. Месторождение открыто в 1988 г. В разработку введено в 2009 г. В настоящее время ведется эксплуатационное бурение основных объектов разработки: пласты Яковлевского III-VII, Нижнехетского I и Нижнехетских III-IV.

Ванкор – одно из десяти крупнейших месторождений в мире, его доказанные запасы составляют более 500 млн. тонн нефти и более 100 млрд. кубометров газа. Ванкорское месторождение стало основной ресурсной базой для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Расположено на севере края, включает в себя Ванкорский (Туруханский район Красноярского края) и Северо-Ванкорский (расположен на территории Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа) участки. Территория группы месторождений расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности на границе со Среднесибирским плоскогорьем, на левобережье реки Енисей, в центральной части Нижнеенисейской возвышенности.

Обзорная карта района расположения месторождений Ванкорского кластера приведена на рисунке 1.1.1.

Месторождение разделено на два лицензионных участка. Лицензия КРР 12564 НР от 02.08.2004 года выдана ЗАО «Ванкорнефть»- южная часть месторождения, лицензия ДУД 10891 НР от 16.05.2000 года выдана ООО «Таймырнефть» (северная часть месторождения). Срок окончания лицензии ЗАО «Ванкорнефть» - 31.12.2017 года, лицензии ООО «Таймырнефть» - 15.05.2025 года.



Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта района расположения месторождений Ванкорского кластера

Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет ее основные физико-географические особенности.

Ближайшие населенные пункты – города Дудинка и Игарка – находятся в 220 км на северо-восток и 130 км на юго-восток от площадки строительства. В восточной части месторождения на берегу реки Большая Хета расположена подбаза ООО «Таймырнефтегазразведка» с временным поселком.

В районе месторождения отсутствуют железные и автомобильные дороги. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда

начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-западе от Ванкорского. Месторождения связаны газопроводом с г. Норильском и конденсатопроводом с г. Дудинкой, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Рельеф района пологоувалистый или пологохолмистый, участками – холмистый и грядовый. Абсолютные отметки рельефа в пределах месторождения изменяются от 17 до 90 м.

1.2 Природно-климатические условия района и месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Мощность снежного покрова от 1 до 3 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август – сентябрь. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

1.3 Стратиграфия и литология

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры.

Геологический профиль углеводородонасыщенных пластов Ванкорского месторождения, приведен на рисунке 1.3.1.

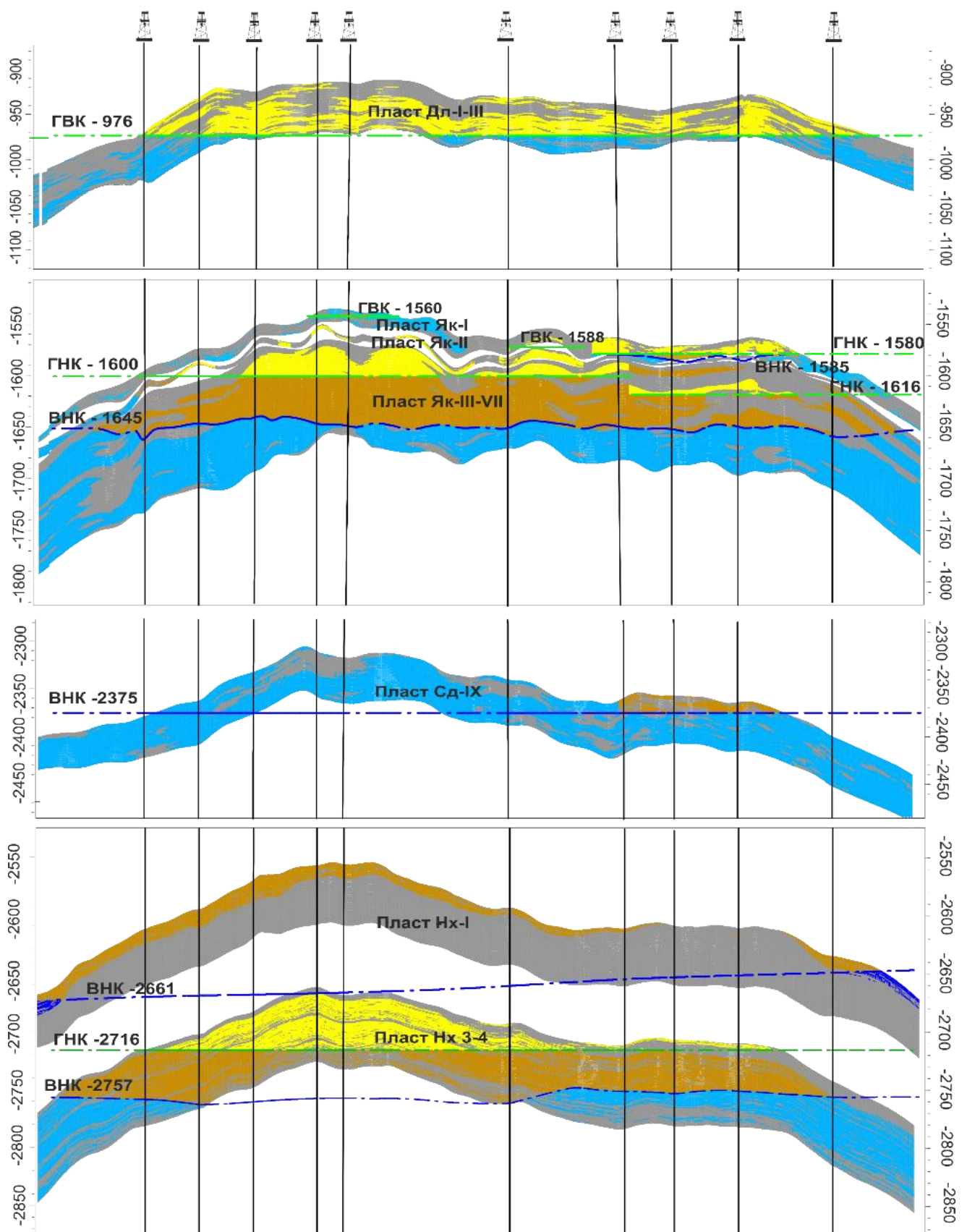


Рисунок 1.3.1 – Профиль пластов Ванкорского месторождения, имеющих потенциал нефтегазоносности

Нижнехетская свита (K_{1br-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 ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_{1v_1-h}) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицепоид, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые,

мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K_{a1-a3}) 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_{a13-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, разномзернистые, 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.

Дорожковская свита (K_2t_1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых

и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганский свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K_2t_2-st) литологически сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевролиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения **салпадаяхинской и танамской свит (K_2kr-m)** венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

1.4 Тектоника

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррассы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3км, и ширину 8,8-14,9 км. Высота поднятия 60м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км², соответственно. По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный – 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м.

1.5 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь – Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Контура нефтеносности по объектам разработки изображены на рисунке 1.5.1.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1.5.1.

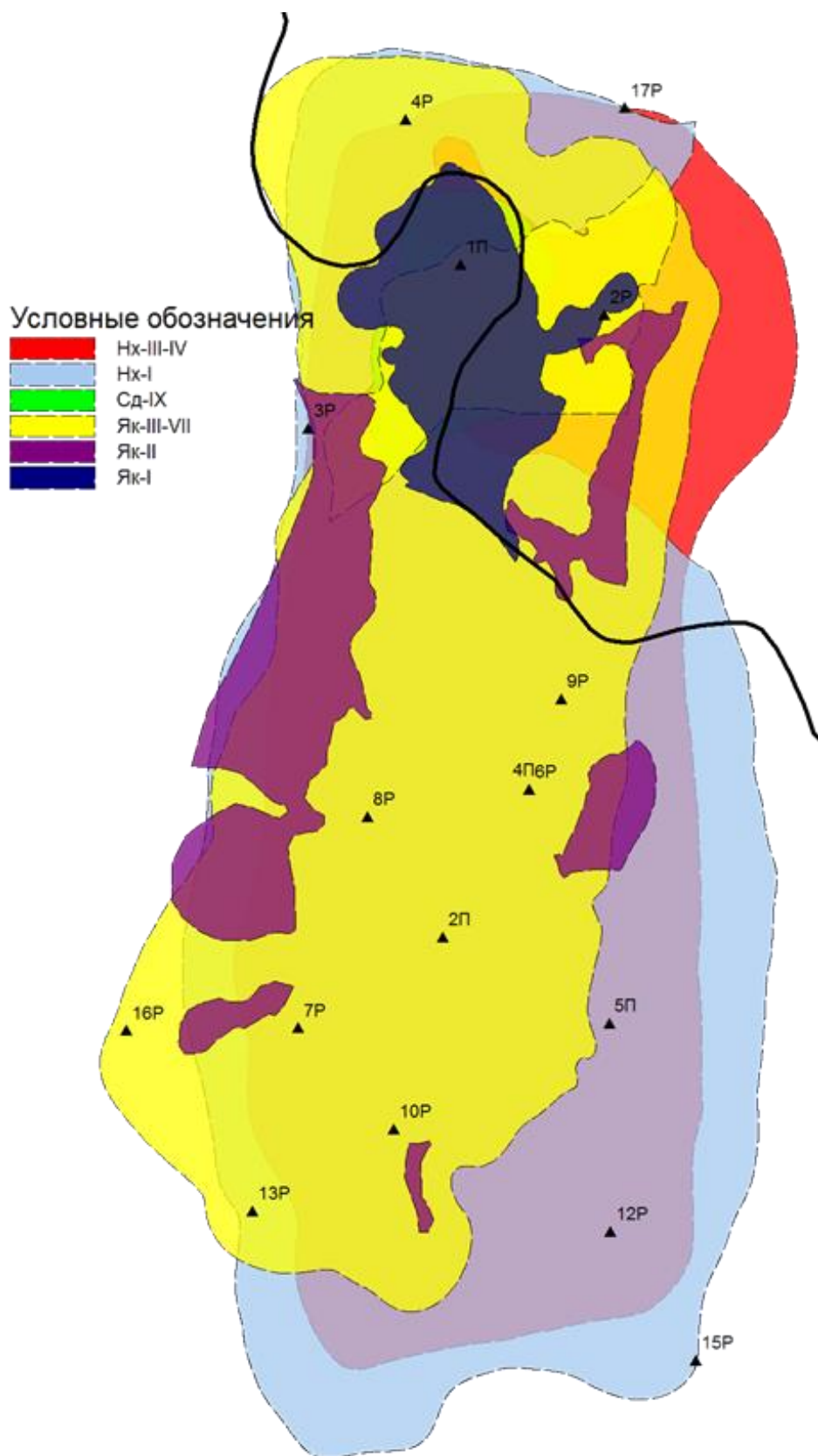


Рисунок 1.5.1 - Контура нефтеносности по объектам разработки Ванкорского месторождения

Таблица 1.5.1 – Характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты разработки						
	Дл- I- III	Як-I	Як-II	Як-III- VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	110 0	164 7	1659	1671	240 0	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый	Пластовый, сводовый литологически экранированный		Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247 500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 /	0,30/ /	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	20	240

1.6 Физико-химические свойства нефти и пластовой воды

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, Мпа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
м ³ /м ³	58,3	186,7	188,8	-
м ³ /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , г/см ³				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII

равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77 % объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом – с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°C – 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³. Технологический шифр нефти – IT1П2.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (С₆₊ – 1,45 %), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с.

Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I). Технологический шифр нефти – IT1П2. Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачки в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

1.7 Сведения о запасах углеводородов

Ванкорское месторождение является крупнейшим месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2013 года составляли 1 090 772 тыс. т. Извлекаемые 476 011 тыс. т.

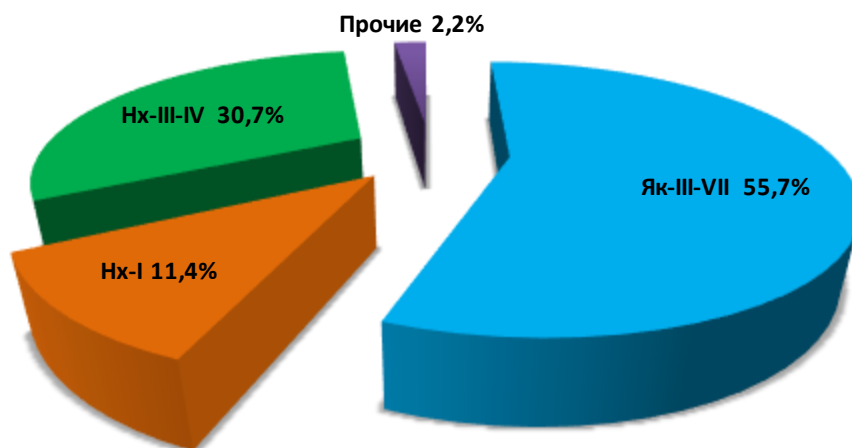


Рисунок 1.7.1- Распределение геологических запасов нефти

Таблица 1.7.1 – Запасы нефти Ванкорского месторождения

Месторождение	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C ₁)		Добыча нефти		% выработки и запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	К ₁ / Як 1							1 880
	К ₁ / Як 2							4 284
	К ₁ / Як 3-7	621 559	287 160	12 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	К ₁ / Сд 9	5 349	1 728	0	5	0,21	1 723	579
	К ₁ / Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	К ₁ / Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090772	476 011	18 311	55 632	13,13	410 379	23944

2 Технологическая часть

2.1 Схема разработки месторождения

Согласно проекту разработки, составленному РН-УфаНИПИнефть в 2009 году, было рассмотрено три варианта разработки. Обоснование выбора расчетного варианта разработки для залежей пластов Як-III-VII, Сд-IX, НХ-I, НХ-III-IV, Як-I-II, Дл-I-III проведено на основании расчетов на гидродинамической модели. К реализации был принят III вариант. В целом к концу разработки, по расчетам должны достигаться следующие параметры: накопленная добыча нефти – 520147 тыс.т., жидкости – 3638189 тыс.т, накопленная закачка – 4115312 тыс.м³; растворенного газа – 60998 млн.м³, газа газовых шапок – 47063 млн.м³, газового конденсата – 4848 тыс.т; достижение КИН – 0,434 д.ед., КИК – 0,550 д.ед.

Для каждого эксплуатационного объекта был выбран свой вариант разработки:

Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 м Отказ от закачки газа в ГШ. Общее количество скважин – 177 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 119 ед., вертикальных добывающих – 3 ед. (в т.ч. разведочных – 3), наклонно-направленных нагнетательных – 55 ед., предусматривается бурение БГС – 108 ед. Фонд для бурения – 134 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 94 ед., наклонно-направленных нагнетательных – 40 ед.

Накопленная добыча нефти на 2088 г. – 313188 тыс.т, жидкости – 2390066 тыс.т, накопленная закачка – 2525674 тыс.м³; растворенного газа – 18948 млн.м³, газа газовой шапки – 7591 млн.м³; КИН – 0,450 д.ед., коэффициент охвата – 0,852 д.ед., коэффициент вытеснения – 0,528 д.ед. Ввод в разработку 2009 г.

Сд-IX – Система горизонтальных добывающих скважин длиной 1000 м, размещенных по радиальной схеме; общее количество скважин – 7 ед. Фонд для бурения – 7 горизонтальных добывающих. Ввод в разработку 2018 г.

Добыча растворенного газа в целом – 410 млн.м³, нефти – 2307 тыс.т, жидкости – 22817 тыс.т.. КИН в целом по залежи пласта *Сд-IX* категории С1 – 0,323 д.ед., категории С2 – 0,323 д.ед., С1+С2 – 0,323 д.ед., коэффициент охвата – 0,654 д.ед., коэффициент вытеснения – 0,494 д.ед.

Нх-I – Однорядная схема размещения горизонтальных скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 м. Общее количество скважин – 130 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 66 ед., вертикальных добывающих – 2 ед. (в т.ч. разведочных – 2 ед.: Вн-13, СВн-3), горизонтальных нагнетательных – 62 ед. Фонд для бурения – 127 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 65 ед., горизонтальных нагнетательных – 62 ед. Ввод в разработку 2009 г.

Накопленная добыча нефти на 2105 г. – 46904 тыс.т, жидкости – 214445 тыс.т, накопленная закачка – 247102 тыс.м³; растворенного газа – 9490 млн.м³; КИН – 0,363 д.ед., коэффициент охвата – 0,833 д.ед., коэффициент вытеснения – 0,436 д.ед.

Нх-III-IV – Однорядная схема размещения горизонтальных скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 метров. С закачки газа в ГШ. Общее количество скважин – 121 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 60 ед., вертикальных добывающих – 4 ед. (в т.ч. разведочных – 4 ед.), наклонно-направленных нагнетательных – 57 ед., предусматривается бурение БГС – 60 ед. Фонд для бурения – 97 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 49 ед., наклонно-направленных нагнетательных – 48 ед. Ввод в разработку 2009 г.

Добыча растворенного газа в целом – 31491 млн.м³, нефти – 149250 тыс.т, жидкости – 999721 тыс.т, накопленная закачка – 1327747 тыс.м³; газового конденсата – 4848 тыс.т, газа газовой шапки – 39472 млн.м³, КИК – 0,550 д.ед.

Дл-І-Ш – Общее количество газовых скважин – 21 ед., в т.ч. 14 наклонно-направленных скважин, 2 разведочных, 5 вертикальных газовых скважин участка пробной эксплуатации. Фонд для бурения – 14 ед. Промышленная эксплуатация с 2009 г.

Як-І-П – скважины расположены в купольных частях залежи, среднее расстояние между скважинами – 1500 м, количество скважин – 19 (перевод добывающих скважин с объекта Як-Ш-VII). Начало разработки в 2040 г. Накопленная добыча газа за период разработки – 6,17 млрд.м³.

2.2 Анализ текущего состояния разработки

В период с 2009 по 2015 год месторождение находилось с стадии интенсивного разбуривания и перехода от первой стадии наращивания добычи с начала разработки ко второй с поддержанием полки на уровне 60 тыс.т/сут. Мероприятия по восстановлению добычи начались только с 2012 года, когда значительная часть фонда была проинтенсифицирована ввиду неподтвердившихся продуктивностей скважин серверного купола пласта Як-Ш-VII, а также начавшегося роста обводнённости за счёт притока подошвенных вод. С конца 2013 года часть скважин после выполнения ими проектного назначения начали переводить на вышележащие горизонты, а также проводить зарезки боковых стволов (Рисунок 2.2.1)

Основной вклад как в годовые, так и накопленные показатели добычи вносит объект Як-Ш-VII. На его долю приходится 67% всей накопленной добычи. Вторым по добыче является объект Нх-Ш-IV – его доля составляет 26%. Вклад объекта Нх-І составляет 6% от накопленной добычи. По годовым показателям за 2014 г. распределение добычи составляет: Як-Ш-VI – 66%, Нх-Ш-IV – 28% и Нх-І – 6%. (Рисунок 2.2.1)

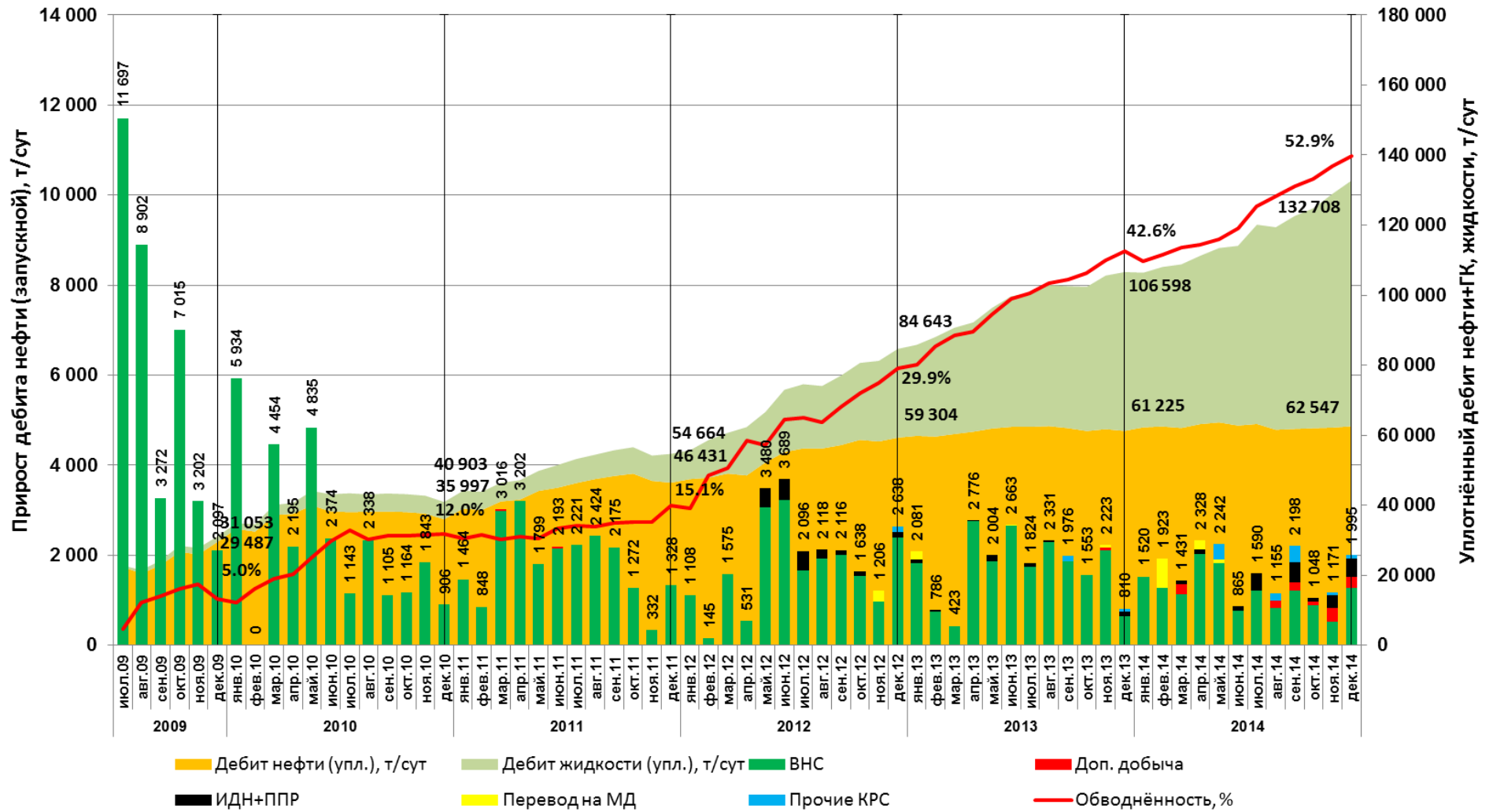


Рисунок 2.2.1 – Динамика добычи и ГТМ

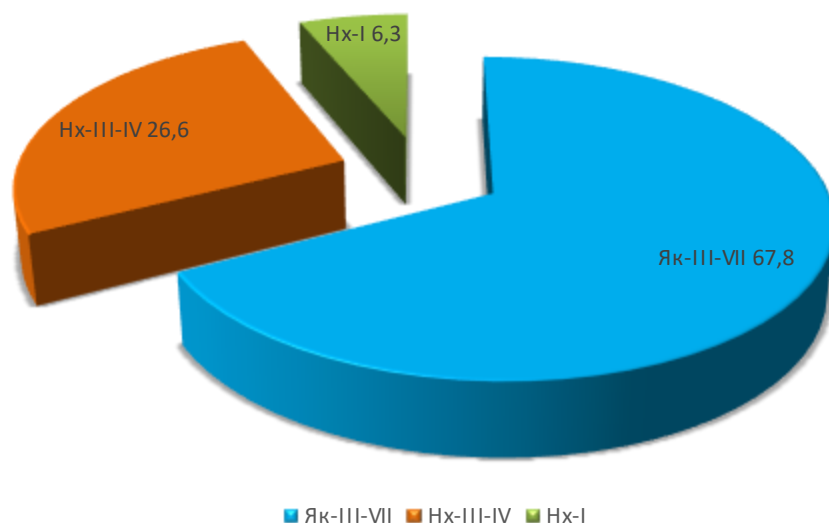


Рисунок 2.2.2 – Распределение накопленной добычи

Больше всего дополнительной добычи на месторождении приходится на пласт Як-III-VII.

Основной вклад в дополнительную добычу обеспечивают мероприятия по вводу новых скважин основного объекта разработки Як-III-VII. Несмотря на это проводились мероприятия по вводу новых скважин из прочих фондов, зарезкам боковых горизонтальных стволов, переводу на вышележащий горизонт и одностадийному ГРП.

Наиболее эффективными не одиночными мероприятиями на восстановление добычи являются переводы на мех. Добычу пласта Нх-III-IV, а также интенсификация добычи скважин пласта Як-III-VII. Успешными операциями можно также считать мероприятия по оптимизации подземного оборудования скважин, планово-предупредительные ремонты, а также обработку призабойной зоны скважин. Помимо этого, проводились мероприятия по нормализации забоя, ликвидации аварии, углублению скважин, а также ремонтно-изоляционным работам (рисунок 2.2.3).

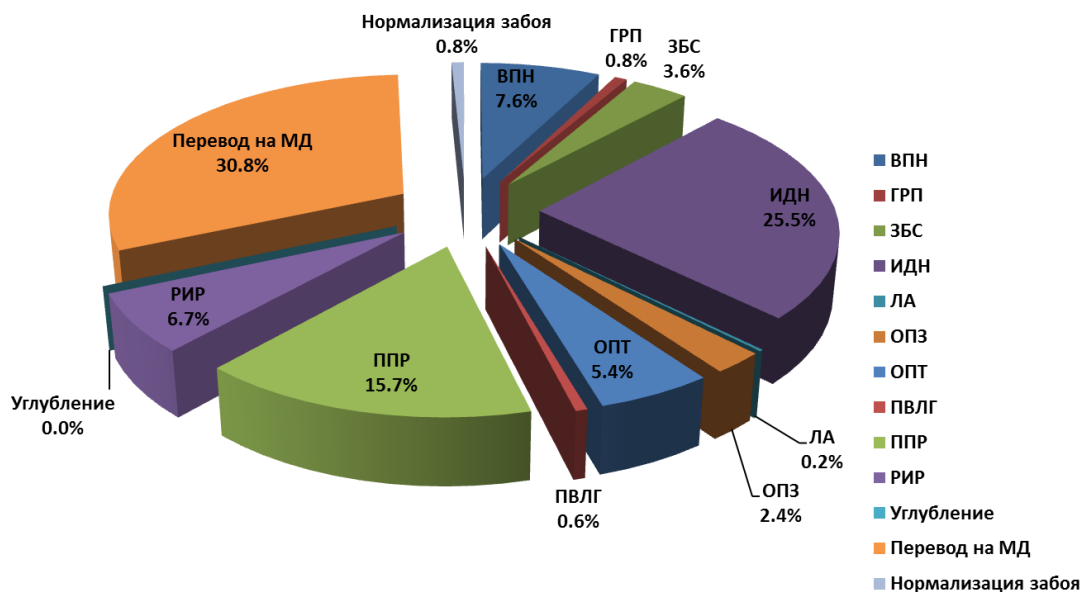


Рисунок 2.2.3 – Мероприятия по восстановлению добычи

2.3 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.04.2017 года всего на Ванкорском месторождении в эксплуатационном фонде 733 скважины. Распределение их по фондам представлено на рисунке 2.1.1.

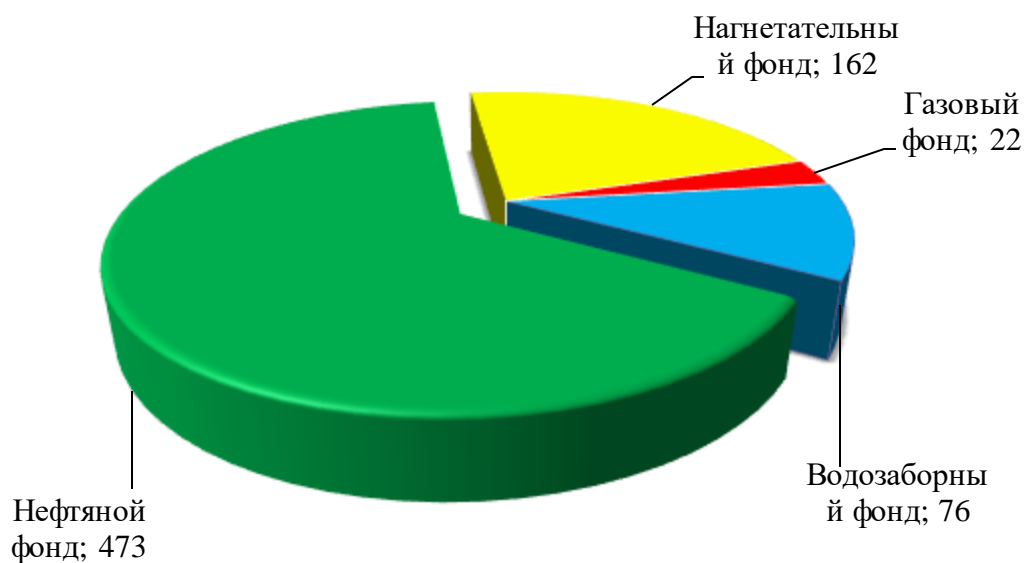


Рисунок 2.3.1 – Распределение фонда по характеру работы

Фонд нефтяных скважин составляет 466 скважин, в том числе действующий фонд составляет 442 единицы, 11 скважин находятся в бездействии и 13 скважин, ожидающих планово-производственных работ, 5 наблюдательных и пьезометрических скважин, 14 скважин в ликвидации и консервации.

Из 162 скважин нагнетательного фонда 156 скважина (96% фонда) – действующие, 5 остановленных и 1 бездействующая, в том числе 6 в наблюдательном фонде. Большая часть скважин была переведена под нагнетание после отработки на нефть.

Фонд газовых скважин состоит из 22 действующих скважин.

Фонд водозаборных скважин состоит из 76 единиц из них 51 в эксплуатации и 16 остановленных, 5 единиц в освоении и 4 в консервации.

Фонд нефтяных скважин на 84% представлен установками центробежных насосов и на 16% фонтанными скважинами. Это отношение остается неизменным ввиду постоянного ввода новых скважин, энергии пласта которых хватает для поднятия флюида на поверхность и перевода в механизированный фонд, скважин, для которых дальнейший процесс фонтанирования невозможен.

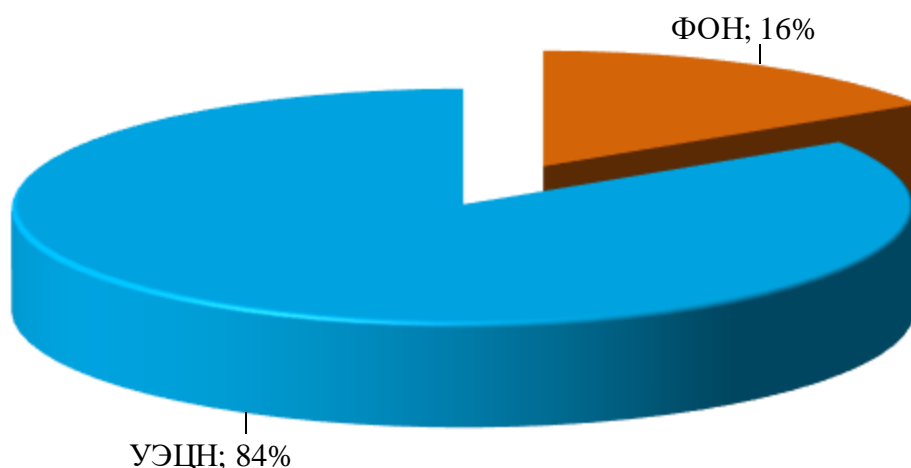


Рисунок 2.3.2 – Действующий фонд скважин

2.4 Осложняющие факторы при добычи нефти и применяемые методы борьбы с ними

2.4.1 Осложнения при эксплуатации, связанные с наличием многолетнемерзлых пород в разрезе скважин

При эксплуатации скважин, существует опасность растепления горных пород в интервале залегания многолетнее – мерзлых пород. Для снижения негативного эффекта на Ванкорском месторождении используют следующие методы:

1. Использование пористого арктического цемента для крепления кондуктора и направления;
2. Задание режимов работы скважины с динамическим уровнем ниже уровня ММП, недопускание фонтанирование через затрубное пространство;
3. Использование термокейсовых труб в верхней части НКТ.

2.4.2 Отложение солей

Большая минерализованность пластовых вод, высокая обводненность, высокий газовый фактор, прорыв воды ППД – это основные факторы солеотложения на скважинах Ванкорского месторождения.

Самым распространенным видом отложений неорганических солей являются осадки, содержащие в основном сульфат кальция (60-80 %) и карбонаты кальция и магния (5-16 %). Влага и углеводородные соединения составляют 7-27 %. При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называют гипсовыми отложениями. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5-4,0 % окислов железа и до 0,5-

3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

На сегодняшний день с целью борьбы с солеотложением на 2 скважинах, показавших в ходе промысловых исследований наибольшую вероятность выпадения осадка, были приняты следующие меры:

- Произведена обвязка скважин ингибиторными трубками, с целью закачки ингибитора солеотложения через БДР (блок дозирования реагента);

- Производится ингибирование в постоянном режиме ингибитором солеотложения СНПХ 5312Т;

Для остальных скважин было предложено добавлять ингибитор СНПХ 5312Т при периодическом ингибировании скважин с АСПО. Процентное содержание ингибиторов было выбрано как 80% – АСПО и 20% – соли. Данные технологические мероприятия имеют положительный эффект.

2.4.3 Механические примеси

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Причины могут быть вызваны продуктами разрушения коллектора, при чрезмерной депрессии, воздействующей на слабосцементированный коллектор, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения).

К активным методам борьбы с мех. Примесями можно отнести установку забойного гравийного или целевого фильтра. Для правильного подбора фильтра необходимо знать гранулометрический состав твердых частиц выносимых в скважину, их химический состав и физические свойства.

К самым простым и эффективным способам борьбы можно отнести правильный подбор депрессии неразрушающий ПЗП. Для каждого эксплуатационного объекта была определена максимальная депрессия на

основе опытов проводимых на керне. Для Як III-VII – не более 7,7 Мпа, Нх-I – не более 12,8 Мпа, Нх III-IV – не более 12,1 Мпа.

К пассивным методам относится использование износостойкого оборудования. На Ванкорском месторождении используют специальные рабочие колеса и направляющие аппараты производства компании CentriLift в износостойком исполнении.

2.4.4 Высокий газовый фактор

Особым осложняющим фактором, как и на всей территории Западной Сибири является высокое значение газового фактора. Негативное влияние оказывает большое (более 15%) объемное газосодержание на приеме центробежного насоса, которое приводит к снижению подачи и развиваемого напора, вибрациям и преждевременному износу оборудования. На Ванкорском месторождении доля газа может достигать 55%, поэтому необходимо использовать предвключенные устройства – газосепараторы.

Изменение пластовых условий в период работы скважины приводит к изменению газа на приеме насоса. Поэтому необходимо производить постоянный мониторинг – все УЭЦН оборудованы телеметрической системой отслеживающей давление и температуру на приеме насоса. При их изменении необходимо провести оптимизацию работы имеющегося оборудования за счет изменения частоты двигателя. Расчет параметров производится в программных комплексах по подбору оборудования.

2.4.5 Коррозионный износ

Различают два вида коррозии химическую и каталитическую. В условиях скважины наиболее полно себя проявляет первый тип коррозии. Интенсивность коррозии и износа оборудования увеличивают большие содержание солей в откачиваемой продукции и большие дебиты. Одним из методов борьбы

является постоянная закачка ингибитора коррозии в скважину по средствам дозировочного насоса НД и ингибиторных линий проложенных от емкости с реагентом до устья скважины. Концентрация рассчитывается экспериментальным путем или по рекомендации производителя. Помимо этого эффективным методом борьбы являются применения НКТ с защитными покрытиями.

2.4.6 Отложения АСПО

Основным фактором, оказывающим влияние на формирование АСПО, является изменение температуры. При снижении температуры ниже температуры кристаллизации парафина происходит перенасыщение раствора и появляются первые кристаллы парафина. Кроме того, при снижении давления ниже давления насыщения, происходит выделение свободного газа, вследствие этого увеличивается концентрация асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, что также приводит к появлению кристаллов парафина.

Для предотвращения образования отложений на Ванкорском месторождении используют следующие технологии:

1. Применение стальных НКТ с силикатно-эмалевым и полимерным покрытием. Стальные НКТ с силикатно-эмалевым покрытием внутренней поверхности предназначены для эксплуатации на нефтяных скважинах при температурах от минус 60 °С до плюс 350 °С – данная технология не прошла ОПИ.

2. Применение ингибиторов АСПО. Постоянная или периодическая закачка ингибитора, успешно прошедшего опытно-промышленные испытания, не вызывающие коррозии нефтепромыслового оборудования, осложнений при подготовке нефти.

3. Применение растворителей. Применение растворителей применяется в крайних случаях ввиду дороговизны реагентов.

4. Профилактические промывки скважины горячей нефтью. Температура нефти не должна превышать 80 °С, но быть больше 50°С – температуры растворения асфальтенов и парафинов выделившиеся в скважине. Закачка нефти производится в затрубное пространство – для очистки НКТ или производят очистку призабойной зоны пласта с остановкой скважины и проведением прямой промывки.

5. Профилактическое скребкование. Спуск специального скребка-фрезера на кабеле.

3 Специальная часть

Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование внутренних защитных покрытий НКТ является самым оптимальным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны по всей длине.

Правильно подобранное внутреннее покрытие для НКТ позволяет не только оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии, но и снизить шероховатость внутренней поверхности в 10 раз. Столь существенное снижение шероховатости обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока в нефтедобывающих скважинах и, как следствие, может способствовать увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении (рисунок 3.1) [3].

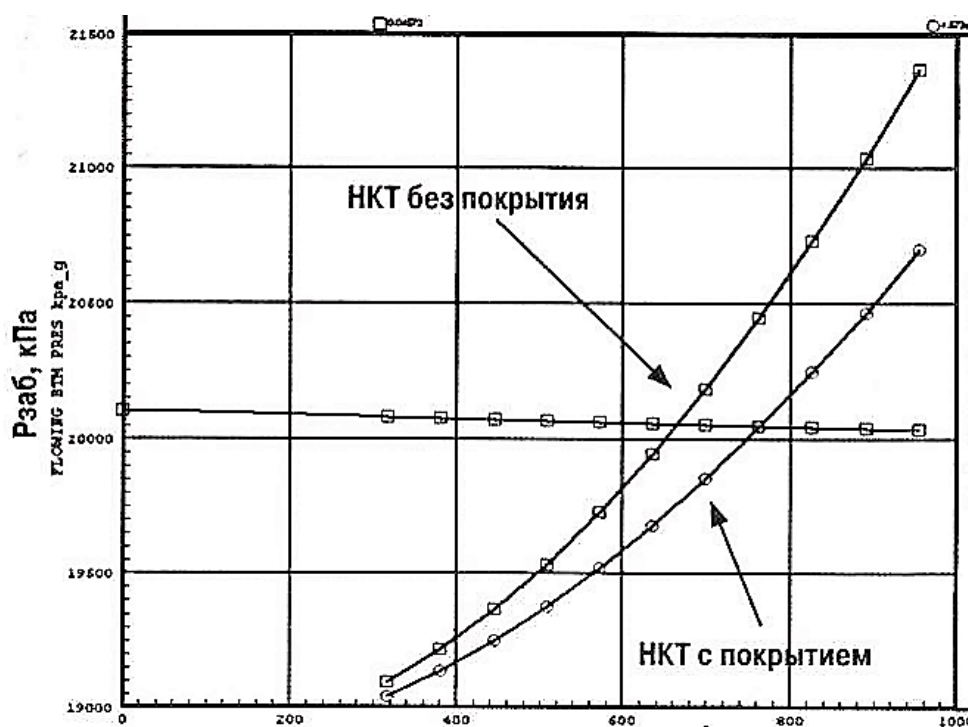


Рисунок 3.1 - Оценка гидравлических характеристик потока нефтяной скважины

Кроме того, технико-экономические расчеты, проведенные для обычных НКТ, работающих в условиях сильноагрессивной среды на месторождениях

России, в том числе Западная Сибирь, показывают, что увеличение наработки на отказ НКТ в 2 раза, в результате нанесения на них внутреннего покрытия позволяет сократить эксплуатационные затраты на добычу в 2,5 раза, а при увеличении наработки в 4 и 8 раз затраты сокращаются в 5,5 и 10 раз соответственно.

В условиях, когда большая часть нефти в стране добывается из месторождений, находящихся на завершающей стадии освоения и сопровождающихся увеличивающимся набором осложняющихся факторов вопрос защиты нефтедобывающего оборудования приобретает первостепенное значение.

Наличие коррозии скважинного оборудования Ванкорского месторождения является серьезной проблемой, требующей незамедлительного решения, поскольку это напрямую сказывается на производственных показателях работы Общества и несет дополнительные затраты. Проблема требует всестороннего изучения с учетом всех теоретически и практически возможных составляющих причин возникновения коррозии, с выявлением ключевой причины по конкретным проблемным объектам.

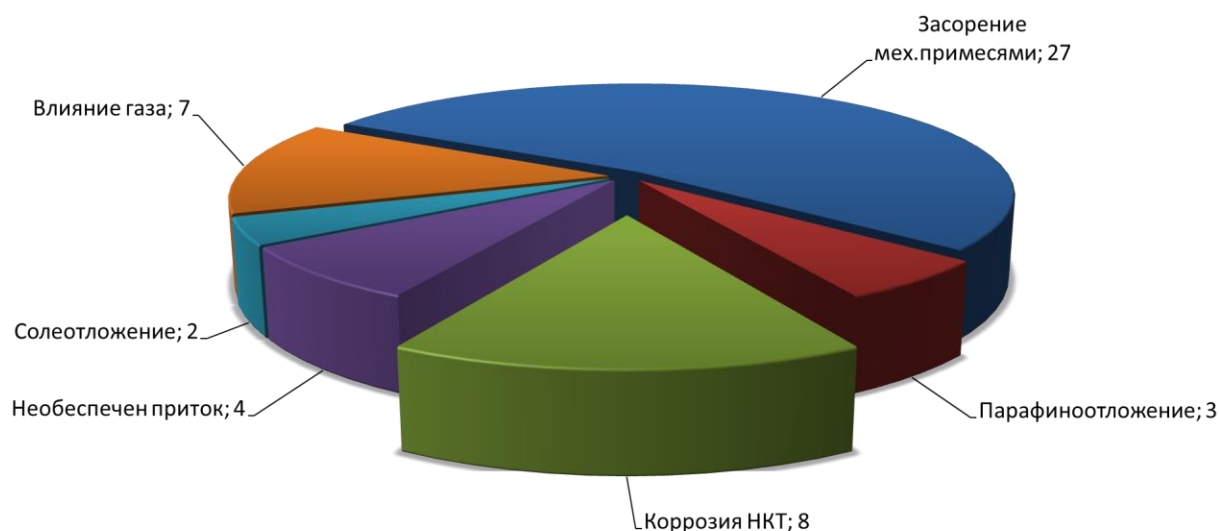


Рисунок 3.2 – Причины преждевременных отказов по нефтяному фонду

С целью минимизации рисков отказа погружного оборудования и НКТ по причине коррозии был проанализирован механизированный фонд скважин.

На текущий период 139 скважин находятся в осложненном фонде и обрабатываются ингибитором коррозии (СОНКОР 9011М, АЗОЛ марки А).

Основными критериями для выборки явились: обводненность $> 40 \%$ и $Q_{ж} > 400 \text{ м}^3/\text{сут}$, скорости потока, содержание мехпримесей и CO_2 .

Закачка ингибитора производится периодическим и постоянным методами в зависимости от скважинных условий.

Ингибиторы коррозии увеличивают ННО скважины, однако полностью предотвратить коррозию как оборудования, так и НКТ ингибитором коррозии не представляется возможным.

3.1 НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C

3.1.1 Особенности покрытия Majorpack MPAG96/C

Покрытие Majorpack MPAG96/C производится согласно ТУ 1308-001-69730060-2011, производитель ЗАО «Торговый дом НПО» (Московская обл.). Производитель обладает лицензией (сертификатом) подтверждающий, что Производитель и его производственные предприятия авторизованы (одобрены) Majorpack (MPR s.r.l.) на выполнение работ по нанесению защитного покрытия Majorpack MPAG96/C на НКТ (трубную продукцию).

Покрытие Majorpack включает в себя два защитных слоя, сочетающих барьерную и протекторную защиту (рисунок 3.1.1.1). Первый слой (праймер) – протекторный – интерметаллид: химически активный металл наносится диффузионным способом на тело трубы и благодаря образованию интерметаллида и, как следствие, катодной защите, не дает развиваться коррозионным процессам. Наносится на 100% поверхности изделия – снаружи и внутри трубы, включая резьбовые соединения труба/муфта. Вторым слоем – барьерным с гидрофобными свойствами, благодаря которому покрытие помимо

протекторной приобретает также барьерную защиту, повышает устойчивость покрытия к парафиновым отложениям, а также позволяет проводить кислотные обработки труб, наносится на внутреннюю поверхность трубы, допустимо нанесение барьерного покрытия на внешнюю поверхность трубы. Не требует применения специальных ключей, оборудования, изменения техпроцесса спуско-подъемных операций, погрузочно-разгрузочных работ и тд [3].

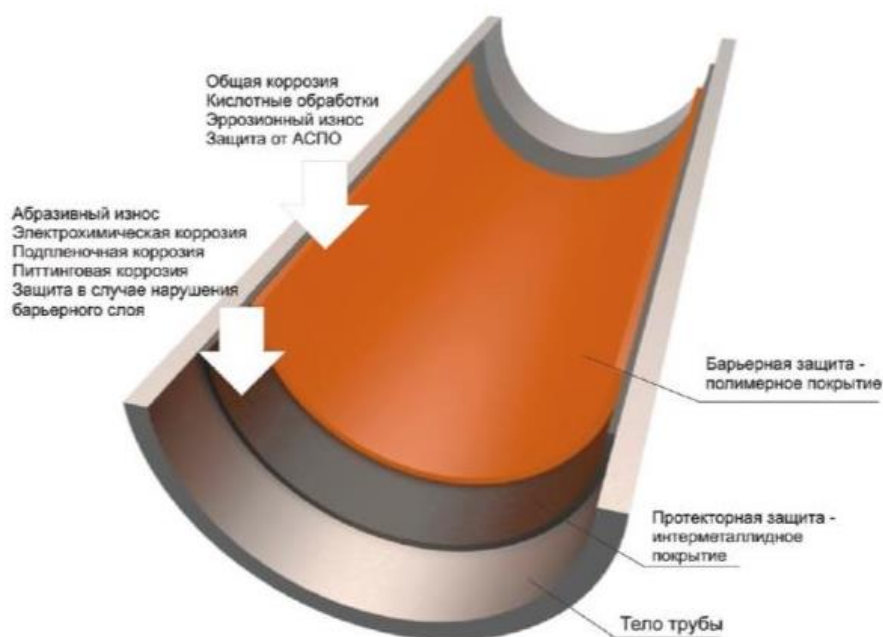


Рисунок 3.1.1.1 - Модель барьерной и протекторной защиты Majorpack на теле трубы

Наружное покрытие НКТ и муфт, включая ниппельную часть, резьбу НКТ и резьбу муфт.

Система была разработана для применения в скважинах, осложненных АСПО и коррозией. Основная особенность покрытия заключается в его гладкостных свойствах – шероховатость покрытия не превышает 1,5 микрон.

Толщина покрытия должна быть не менее 150 мкм.

Покрытие должно иметь высокую адгезионную прочность и микротвердость, должно быть износостойким, устойчивым к механическим повреждениям, воздействию коррозионно-агрессивных сред.

Покрытие должно быть сплошным, не допускаются пузырьки, сквозные поры, трещины, отколы и др. дефекты, обнажающие металл.

Сохранность покрытия при транспортировке, хранении до 60⁰С.

Сохранность покрытия при производстве работ с НКТ в диапазоне температур от -40 до +180 ⁰С.

3.1.2 Анализ эффективности применения

По состоянию на текущий год насосно-компрессорные трубы с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C на Ванкорском месторождении установлены на скважинах 1,2,3 (скважины обозначены условно для сохранения конфиденциальности информации).

Проведем анализ опытно-промышленных испытаний данных скважин.

Опытно-промышленные испытания трех скважин на Ванкорском производственном участке проводились в период с мая 2015 года по февраль 2017 года. Результаты испытаний приведены в таблице 3.1.2.1.

Таблица 3.1.2.1 – Сведения по подвескам НКТ Majorpack MPAG96/C

№	№ скважины	Предыдущая причина отказа	Вид защиты	Предыдущая наработка, сутки	Среднее значение, сутки	Дата спуска	Текущая наработка, сутки	Среднее значение, сутки	Дельта, сутки	Состояние НКТ после подъёма
1	1	ГТМ-ИДН	постоянное ингибирование	644	342	13.05.2015	469	503	-175	Брак 52%
2	2	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	163		14.09.2015	534		371	В работе
3	3	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	219		30.09.2015	506		287	В работе

На основе проведенных испытаний проанализируем достижение критериев оценки технологической эффективности технологии Majorpack. Результаты приведены в таблице 3.1.2.2.

Таблица 3.1.2.2 – Анализ достижения критериев оценки эффективности технологии Majorpack

№ п/п	Критерии эффективности	Результат	Комментарии
1	Отсутствие технологических осложнений при монтаже, спуске и эксплуатации НКТ с защитным покрытием Majorpack MPA G96/C	+	Не выявлено
2	Отсутствие повреждения защитного покрытия в процессе доставки, разгрузочно-погрузочных работ и СПО НКТ при ТКРС и эксплуатации.	+	Не выявлено
3	Отсутствие осложнений в работе глубинно-насосного скважинного оборудования по причине отслоения покрытия НКТ и попадания в рабочие органы скважинных насосов при эксплуатации УЭЦН.	+	Не выявлено
4	Отсутствие отказов НКТ с покрытием по причине коррозии.	+/-	<p>Отказов скважин по причине коррозии НКТ с покрытием Majorpack MPA G96/C за период ОПИ не выявлено.</p> <p>Скв. 1 – отказ по причине «Засорение механическими примесями». Присутствует (частично) внутренняя ручейковая коррозия ниппельной части с переходом на тело НКТ и продолжается вдоль труб на всю длину.</p> <p>Был произведен ремонт указанной подвески, у годных труб была произведена 100%-ая перенарезка резьбовых соединений, отбраковано 115шт НКТ по причине: неустраняемые дефекты, выявленные магнитоиндукционным дефектоскопом МИД-ОТ1 (трещины, каверны в результате внутренней коррозии). Брак составил 52%.</p> <p>Скв. 2, 3 – в работе. Отмечается увеличение СНО в сравнении с предыдущей наработкой.</p>
5	Отсутствие повреждений защитного покрытия за период ОПИ при проведении технологических операций (промывки горячей нефтью, растворителя АСПО, ингибиторами парафиноотложений, ингибиторами солеотложений, проведение СКО).	+	По скв.1 обработки в течение периода эксплуатации не проводились.

Технология использования НКТ с покрытием Majorpack MPAG96/C (по технологии ЗАО «Торговый дом «НПО») является технологически эффективной, наблюдается увеличение средней наработки на отказ НКТ без применения противокоррозионных мероприятий (ингибирования).

3.1.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями

Сравним применение НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C с базовым и альтернативным вариантом.

Базовый вариант:

периодическое/постоянное ингибирование через затрубное пространство. Недостаток в сравнении с применением НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C: при КВЧ > 500 мг/л не применима (риск абразивного износа), не применимо при работе скважины ФПЗ.

Альтернативные варианты:

– Силикатно-эмалевое покрытие НКТ. Недостаток: хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части.

– Стеклопластиковые НКТ. Недостаток: проведение СПО при T не ниже -30°C, 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 $\leq 110^{\circ}\text{C}$.

– Использование погружного контейнера-дозатора. Недостаток в сравнении с применением НКТ Majorpack MPAG96/C: Дебит $\leq 50 \text{ м}^3/\text{сут}$.

– Задавка ингибитора в пласт. Недостаток в сравнении с применением НКТ Majorpack MPAG96/C: дебит $\leq 200 \text{ м}^3/\text{сут}$., термостабильность ингибитора.

3.2 Насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13%

3.2.1 Особенности НКТ с содержанием хрома 13%

Сталь, из которой изготовлены «черные» НКТ содержит углерод, кремний, марганец, хром, молибден, ванадий, ниобий, титан, никель, медь, алюминий, кальций, серу, фосфор, кислород, водород и железо. Содержание данных компонентов представлено в таблице 3.2.1.1 [7].

Таблица 3.2.1.1 – Содержание основных компонентов в стали НКТ

Компонент	Содержание, масс.%
Хром, Cr	2,0- 3,0
Углерод, C	0,14-0,23
Кремний, Si	0,14-0,40
Марганец, Mn	0,50-0,90
Молибден, Mo	0,10-0,30
Ванадий, V	0,05-0,17
Ниобий, Nb	0,02-0,08,
Титан, Ti	0,005-0,030
Алюминий, Al	0,020-0,050
Кальций, Ca	0,0010-0,0030
Никель, Ni	не более 0,30
Сера, S	не более 0,010
Медь, Cu	не более 0,30
Фосфор, P	не более 0,015
Кислород, O	не более 20 ppm
Водород, H	не более 2 ppm
Железо, Fe	остальное

Хромовый эквивалент стали удовлетворяет условию $Cr_{\text{экв}} > 3,0$. $Cr_{\text{экв}}$ определяется по формуле 3.2.1.1

$$Cr_{\text{экв}} = [Cr] + 2 \cdot [Mo] + 5 \cdot [V] + 1,5 \cdot [Nb] + 1,5 \cdot [Ti], \quad (3.2.1.1)$$

Повышается коррозионная стойкость труб для скважин со средами, насыщенными кислыми газами при соотношении $P_{CO_2}/P_{H_2S} \geq 200$, без снижения хладостойкости и прочностных характеристик [7].

В нефтепромысловых средах, содержащих коррозионно-опасные газы (углекислый газ и сероводород), при $P_{CO_2}/P_{H_2S} \geq 200$ коррозия металла протекает преимущественно по углекислотному механизму. Стойкость стали к углекислотной коррозии повышается за счет легирования компонентами, обеспечивающими ее устойчивое пассивное состояние. Хром является одним из самых эффективных элементов в этом отношении. Самопассивация Cr-содержащих сталей, приводящая к подавлению углекислотной коррозии, связана с образованием на поверхности тонких защитных пленок из продуктов коррозии, обогащенных хромом в виде аморфного $Cr(OH)_3$. Причем отмечено, что способность сталей к пассивации увеличивается с ростом концентрации Cr в стали [7].

НКТ с содержанием хрома 13% имеют стойкость к коррозии в среде CO_2 . В таблице 3.2.1.1 представлены требования к НКТ с хромированным покрытием.

Таблица 3.2.1.1 – Требования к НКТ с хромированным покрытием

Критерий	Требования
Характеристика НКТ	Бесшовные гладкие стальные насосно-компрессорные трубы, исполнение – А. Изготовлены в соответствии с ГОСТ Р 53366-2009 (API 5СТ, ГОСТ 633-80)
Условные размеры	Диаметр внешний – 89мм;102 мм
Химический состав стали (Таблица С.5 ГОСТ Р 53366-2009, таблица С.4 API Spec 5СТ)	Класс 2, Группа прочности С-95, тип 13Cr, массовая доля Cr (мин.12,0%-макс.14%) Трубы и муфты одной и той же группы прочности и материального исполнения
Требования к свойствам при растяжении и твердости (Таблица С.6 ГОСТ Р 53366-2009, таблица С.5 API Spec 5СТ))	Группа прочности – С-95 Предел текучести мин./макс. – 655/758 Мпа; Предел прочности мин. – 724 Мпа
Тип резьбы ниппеля и муфты	использовать соединения класса премиум (JFE-BEAR(R2), FOX), либо аналог

Все НКТ должны быть новыми, не бывшими в эксплуатации. Температура хранения и транспортировки $+33^{\circ}\text{C} \div -60^{\circ}\text{C}$.

3.2.2 Анализ эффективности применения

По состоянию на текущий год насосно-компрессорные трубы с содержанием хрома 13% применяются на 80 скважинах Ванкорского месторождения.

Опытно-промышленные испытания скважин на Ванкорском производственном участке проводились в период с июня 2014 года по февраль 2017 года. Результаты испытаний приведены в таблице 3.2.2.2.

На основе проведенных испытаний анализируем достижение критериев оценки технологической эффективности насосно-компрессорных труб с содержанием хрома 13%. Результаты приведены в таблице 3.2.2.1.

Таблица 3.2.2.1 – Анализ достижения критериев оценки эффективности НКТ содержанием хрома 13%

Критерий эффективности	Соответствие	Примечание
Увеличение наработки скважин за счет снижения коррозионного воздействия среды на НКТ	соответствует	Средняя наработка на отказ по скв.№ 35,36,86 до внедрения составляла 315 суток , после внедрения НКТ с содержанием хрома 13% составляет 579 суток . Скв.№ 75,61,44,11,29,82 – в работе.
Снижение количества отбраковки НКТ из-за влияния коррозии	соответствует	Подъемов ГНО по причине негерметичности НКТ с содержанием хрома 13% на текущий момент не было.
Отбраковка НКТ при подъеме не должна превышать 1%	соответствует	Отсутствие отбраковки

Технология использования НКТ с содержанием хрома 13% является технологически эффективной, наблюдается увеличение средней наработки на отказ НКТ без применения противокоррозионных мероприятий (ингибирования).

Таблица 3.2.2.1 - Сведения по подвескам НКТ с содержанием хрома 13%

№ п.п.	№ скважины	Предыдущая причина отказа	Вид защиты	Предыдущая наработка, сутки	Среднее значение, сутки	Текущая наработка, сутки	Среднее значение, сутки	Дельта, сутки	Состояние НКТ после подъёма
1	75	Сквозная коррозия НКТ	постоянное ингибирование	228	333	483	521	255	В работе
2	61	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	367		657		290	В работе
3	44	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	274		331		57	В работе
4	86	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	351		598		247	без коррозионных повреждений
5	36	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	232		591		359	без коррозионных повреждений
6	35	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	363		549		186	без коррозионных повреждений
7	11	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	467		587		120	В работе
8	29	Сквозная коррозия НКТ	периодическое ингибирование	360		489		129	В работе
9	82	Коррозия НКТ и элементов подвески	периодическое ингибирование	355		399		44	В работе

3.2.3 Сравнение технологии с существующим базовым вариантом или альтернативными решениями

Сравним применение НКТ с содержанием хрома 13% с базовым и альтернативным вариантом.

Базовый вариант:

периодическое/постоянное ингибирование через затруб. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: при квч > 500 мг/л не применима (риск абразивного износа), не применимо при работе скважины через затруб.

Альтернативные варианты:

– Силикатно-эмалевое покрытие НКТ. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части.

– Применение стеклопластиковых НКТ. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: проведение СПО при T не ниже -30°C , 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 $\leq 110^{\circ}\text{C}$.

– Использование погружного контейнера-дозатора. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: Дебит ≤ 50 м³/сут.

– Задавка ингибитора в пласт. Недостаток в сравнении с применением НКТ с 13% содержанием хрома: дебит ≤ 200 м³/сут., термостабильность ингибитора.

3.3 Сверхвысокомолекулярный полиэтилен

Одним из наиболее перспективных полимерных конструкционных материалов является сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ), который относится к новому поколению полимеров.

3.3.1 Свойства и особенности СВМПЭ

К СВМПЭ относят полиэтилены, обладающие молекулярными массами (ММ) более $1.5 \cdot 10^6$. Он обладает уникальным комплексом физико-механических свойств благодаря высокой износостойкости, устойчивости в агрессивных средах, низкому коэффициенту трения, высокой ударной вязкости, рекордно низкой температурой хрупкости (до -200 °С), что позволяет создавать изделия из него для работы в экстремальных условиях [4].

Простая структура СВМПЭ практически не имеет боковых ответвлений и дополнительных двойных связей и не содержит сложных эфиров, амидов и других химических групп, вступающих в реакцию с агрессивными химическими веществами. Данная особенность обеспечивает СВМПЭ нетоксичность, высокую влагонепроницаемость и устойчивость к действию большинства химических веществ и ультрафиолетовому излучению.

Основные свойства СВМПЭ в таблице 3.3.1.1 [4]. Стоит отметить, технологические характеристики для всех базовых марок СВМПЭ заметно отличаются только молекулярной массой.

Таблица 3.3.1.1 – Свойства СВМПЭ

Наименование показателя	Значение
Плотность, г\см ³	0.92-0.94
Прочность при разрыве, не менее, МПа	48
Относительное удлинение при разрыве, не менее, %	350
Модуль упругости при растяжении, не менее, ГПа при 23 °С при -269 °С	0.69 2.97
Коэффициент трения по стали: при сухом трении в водной среде в среде масел	0.1-0.2 0.05-0.1 0.01-0.08
Температура перехода в пластическое состояние, °С	138-142
Твердость по Шор	62-66
Коэффициент линейного расширения, 10 ⁻⁴ /К -200 до -100 °С 20 – 100 °С	0.5 2
Электрическое сопротивление, Ω	$> 5 \times 10^4$
Диэлектрическая прочность, кВ/см	900
Предельная рабочая температура	100°С

На рисунке 3.3.1.1 приведена относительная истираемость различных материалов [4]. Как видно, истираемость СВМПЭ в 4 раза ниже фторопласта. ННО с применением фторопласта в среднем составляет 700 суток, следовательно, с применением СВМПЭ ННО увеличится до 2800 суток. Данное увеличение наработки превосходит все известные технологии.

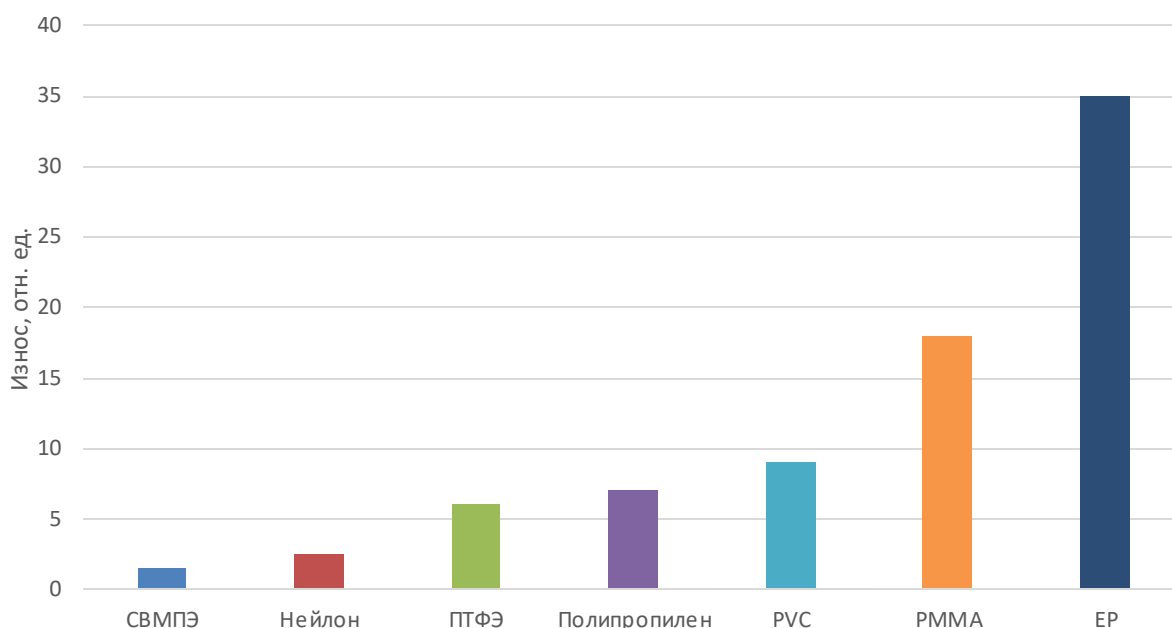


Рисунок 3.3.1.1 - Относительная истираемость (%) различных материалов: СВМПЭ; нейлон; ПТФЭ- фторопласт; полипропилен; PVC-поливинилхлорид; PMMA- полиметилметакрилат; EP - эпоксидная смола [4]

Способность поглощать энергию удара является одним из замечательных свойств СВМПЭ. Благодаря этому, наряду с высокой стойкостью к истиранию и низким коэффициентом трения, он получил широкое применение в качестве основы при производстве пластиковых лыж, сноуборда.

На рисунке 3.3.1.2 приведена сравнительная ударостойкость различных материалов. Как видно, СВМПЭ приблизительно в 7 раз превосходит фторопласт по стойкости к ударным воздействиям при нормальных температурах.

С понижением температуры ниже 0 °С стойкость к ударным воздействиям ослабевает, но эта способность СВМПЭ не исчезает даже при температурах близких к абсолютному нулю. Таким образом, изделия из СВМПЭ с успехом могут применяться в криогенной технике, насосах жидкого водорода -253 °С.

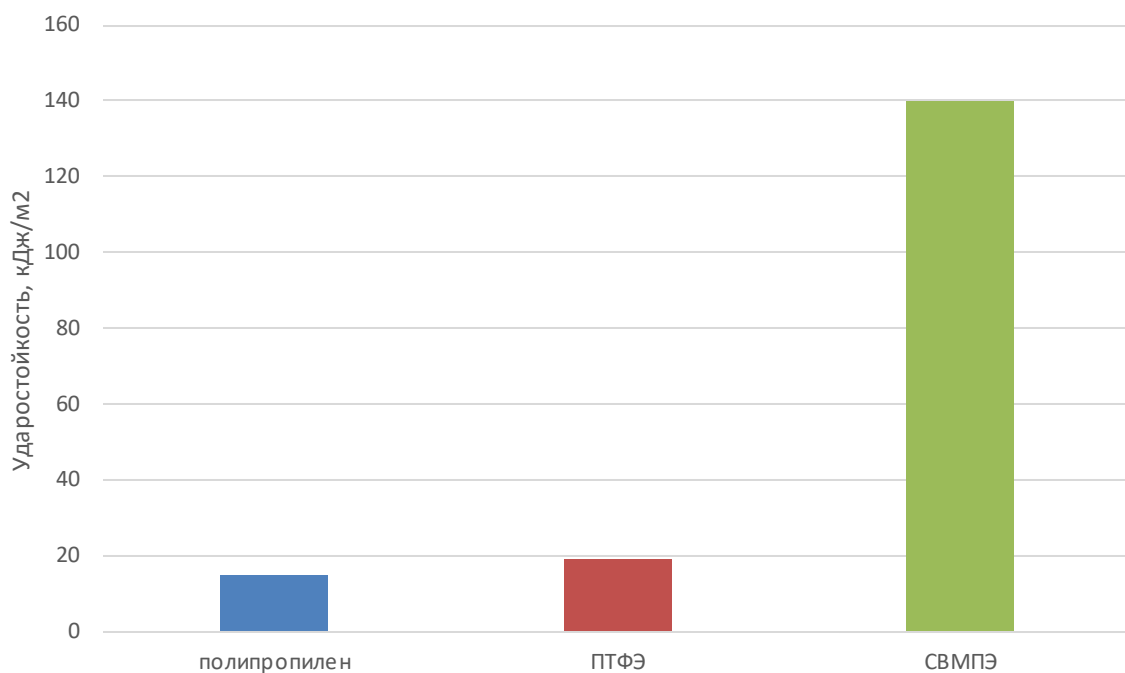


Рисунок 3.3.1.2 - Сравнительная ударная стойкость различных материалов [4]

Стоит отметить, что выше 100 °С СВМПЭ утрачивает свои замечательные свойства, и эксплуатация его при высоких температурах нежелательна.

Кроме того, СВМПЭ относится к наиболее доступным и дешевым полимерным материалам.

СВМПЭ может перерабатываться следующими методами: спекание, прессование, гель-формование, рэм-экструзия, а также напыление на поверхности изделий методами электростатического и горячепламенного напыления.

СВМПЭ востребован в разнообразных областях применения, в том числе и в нефтегазовой промышленности. С помощью горячепламенного напыления СВМПЭ наносится на рабочие части насоса и НКТ, и тд. В процессе нанесения СВМПЭ для получения сплошной пленки на поверхности металла требуется температура прогрева не ниже 220 °С. При этом формируется ровное однородное покрытие толщиной 30-50 мкм. Для увеличения толщины покрытия необходимо повторить операцию нанесения и прогрева несколько раз. Полученное покрытие характеризуется высокой прочностью при ударе, эластичностью при изгибе.

3.3.2 Технология производства порошка СВМПЭ

СВМПЭ состоит из трех фаз, полностью кристаллической, полностью аморфной и промежуточной. После облучения эта фаза частично или полностью переходит в кристаллическую; фаза является граничной и основные структурные перестройки происходят именно в ней [4].

Сверхвысокомолекулярный полиэтилен производится методом суспензионной полимеризации этилена в среде углеводородного растворителя с использованием современных нанесенных катализаторов типа Циглера-Натта [4]. Конечным продуктом процесса полимеризации является порошок СВМПЭ со средним размером частиц 50-200 мкм.

Известно, что свойства СВМПЭ зависят от состава катализатора и от условий полимеризации этилена на этих катализаторах. До недавнего времени титано-магниевого катализатора (ТМК) для производства СВМПЭ поставлялся в Россию из-за рубежа. Однако к настоящему времени в Институте катализа им. Г. К. Борескова СО РАН был разработан отечественный аналог ТМК ИКТ-8-20, который позволяет получать СВМПЭ с необходимым значением молекулярной массы [5].

Образцы СВМПЭ, полученные на данном катализаторе, характеризуются значениями ММ полученного полимера от $1 \cdot 10^6$ до $8 \cdot 10^6$ и средним размером частиц в области 50-180 мкм. Кроме того, для СВМПЭ характерно узкое распределение частиц по размерам ($s_{\text{pan}} < 1.0$) и достаточно высокая насыпная плотность порошка (400-500 г/л). На рисунке 3.3.2.1 приведена электронная фотография порошка СВМПЭ, полученного на катализаторе ИКТ-8-20 [4,5].

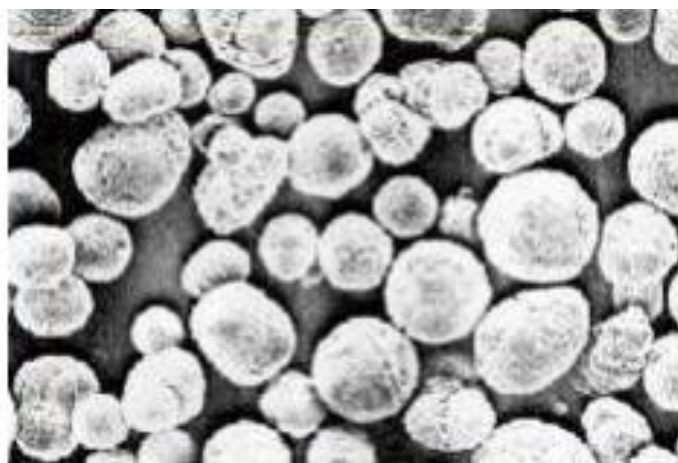


Рисунок 3.3.2.1 – Электронная фотография порошка СВМПЭ

Совместно с ОАО «Катализатор» создано опытное производство этих катализаторов; в Томске (ООО «Томскнефтехим») создана опытная установка для производства СВМПЭ суспензионным методом мощностью до 100 т/год [4].

3.3.3 Перспективы развития технологии

Промышленное производство СВМПЭ в России пока не налажено, однако потребность в нем велика. По оценкам экспертов, общая мировая потребность в СВМПЭ составляет порядка 140-150 тыс. т/год, и в мире уже есть несколько крупных производителей, которые эту потребность закрывают. Так, некоторыми поставщиками предлагается ряд марок СВМПЭ зарубежного производства под торговым названием CESTILENE [5].

В России опытные образцы СВМПЭ получены на территории Северной площадки Томской особой экономической зоны в ООО «Научно-исследовательская организация “Сибур-Томскнефтехим”» (НИОСТ), входящем в структуру ОАО «СИБУР Холдинг».

Также работы по созданию производства получения труб из СВМПЭ ведутся в России в г. Санкт-Петербурге, Красноярске.

3.4 Заключение к третьей главе

В третьей главе был произведен полный анализ технологической эффективности применения НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C и НКТ с 13% содержанием хрома.

НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C и НКТ с 13% содержанием хрома применимы в условиях Ванкорского месторождения.

Сравним эффективность технологий. Результаты представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Сравнение эффективности технологий

Критерий	НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C	НКТ с содержанием хрома 13%
Наработка на отказ базового варианта – ингибирование, среднее значение, сут.	342	333
Увеличение наработки на отказ по сравнению с базовым вариантом, среднее значение, сут.	503	521

На основании вышеприведенных результатов, можно отметить увеличение ННО данных технологий. Однако на текущий период ННО с применением НКТ с содержанием хрома 13% превышает ННО НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96/C. Хотя 6 скважин из рассмотренных находятся в работе.

Помимо этого, технология хромированной НКТ изготовлена из стали с применением Cr 13%, которая не подвержена коррозии, а технология НКТ Majorpack MPAG96/C с применением защитного покрытия, которое может быть чаще подвержено заводскому браку (из рассматриваемых НКТ 33 % брак).

Технологические преимущества новой технологии над базовым вариантом/альтернативными техническими решениями: отсутствие каких-либо ограничений.

Экономические преимущества новой технологии над базовым вариантом/альтернативными техническими решениями - сокращение затрат на ТКРС за счёт снижения количества отказов; сокращение затрат на НКТ ввиду отсутствия повреждений НКТ при СПО и отбраковки НКТ по причине коррозионного и механического воздействия.

Недостатки новой технологии по сравнению с базовым вариантом/альтернативным техническим решением – стоимость по отношению к стандартным НКТ, 65 тыс. руб. и 247 тыс. руб. соответственно.

4 Безопасность и экологичность

Введение

ПАО НК «Роснефть» является крупнейшей нефтегазовой компанией в мире в сфере добычи нефти и газа, которая ответственно относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда сотрудников и экологическим нормам производства.

Соответствие экологическим стандартам, эффективное управление промышленной безопасностью являются обязательным условием для выхода на внешние рынки, стимулом к внедрению новых технологий, снижению издержек, экономии ресурсов.

ПАО «НК «Роснефть» создает безопасные условия для работы в регионах присутствия компании, проводит большую профилактическую работу по предотвращению несчастных случаев на производстве, возникновению аварийных ситуаций и пожаров.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Бригады подрядных организаций и операторы по добыче нефти и газа (ДНГ) работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях, связанных с постоянными перемещениями по территории кустовых площадок и между ними, а также выполняют опасные работы на высоте.

Работником, непосредственно обслуживающим нефтяные скважины, является оператор ДНГ. К его основным должностным обязанностям относятся: поддержание технологического режима; снятие показаний КИПа; отбор проб; вывод скважин на режим; осмотр технологического оборудования и промысловых трубопроводов; ремонт простого нефтепромыслового оборудования; проведение технологических операций по предотвращению

гидратообразований, отложению солей и парафинов; контроль за подрядными организациями.

Комплекс работ оператора связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов) из-за падения с высоты, нарушения целостности и разрушения оборудования, ударов падающими предметами, различные отравления химическими регентами, обморожения и переохлаждения в зимнее время года и относится к категории ІІб, с интенсивностью энергозатрат в 201-250 ккал/ч (233-290 Вт) [9, 10].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ представлены в таблице 4.1.1 [11].

Таблица 4.1.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Наименование ОВПФ	Подгруппы
Физические	<ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенный уровень вибрации; - повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне; - повышенный уровень электромагнитных излучений; - повышенная напряженность магнитного поля; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - пониженная контрастность;
Химические	<ul style="list-style-type: none"> - токсические; - раздражающие; - по пути проникания в организм человека через: органы дыхания
Психофизиологические	<ul style="list-style-type: none"> - физические перегрузки

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3% к начисленной оплате труда.

При аварийных ситуациях, связанных с выбросами нефти или газа и поступлением в воздушную среду, все работы на кусте должны быть прекращены. В воздушную среду поступают опасные для работающих на буровой площадке газы, которые могут являться источниками отравления организма [11].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено в климатическом регионе Ib (IV), где средняя температура воздуха зимних месяцев составляет – 41°С и средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [12].

Проведение работ по вводу в эксплуатацию насосно-компрессорных труб и их ремонту осуществляется на кустовой площадке на открытом воздухе. Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательных, административно-бытовых и рабочих помещений рекомендуется использовать системы отопления и вентиляции [13].

Большинство скважин оснащены укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

В холодное время года рабочий персонал помимо кустовой площадки пребывает в производственном помещении (ПКУ), где поддерживается оптимальная температура 20-22 °С в летний период года и в зимний период в помещении установлен обогреватель, поддерживающий температурный режим 17-19 °С [13].

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме на отсыпанной песком кустовой площадке размером 300 м². Работы на высоте проводятся на фонтанной арматуре высотой 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой около 6 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях. Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м² [14].

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м² [14].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках [15].

Санитарные правила и нормы устанавливают классификацию категорий работ в различные периоды года (таблица 4.3.1) [16, 17].

Таблица 4.3.1 – Классификация категорий работ в различные периоды года

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
		Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	Іб	17-19	40-60	0,2
Теплый	Іб	20-22	40-60	0,3

Основные показатели приведены производственного освещения в таблице 4.3.2 [18].

Таблица 4.3.2 – Показатели производственного освещения

Характер зрительной работы	Размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение			Естественное освещение		Совмещенное освещение	
						при общем освещении	Показатель ослепленности	Коэффициент пульсации	КЕО, e_n , %			
									при верхнем	при боковом	при верхнем	при боковом
Малой точности	1-5	V	б	Малый Средний	Средний Темный	200	40	20	3	1	1,8	0,6

Источником производственного шума являются трансформаторы электрического тока, система охлаждения станций управлений, работа скважин, строительные работы. Уровень шума на рабочем месте оператора по добыче нефти не должен превышать 60 дБа [19].

Воздействие вибрации возникает при подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб. При этом вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм [20, 21].

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция [20, 21].

Источником электрических полей на рабочем месте оператора ДНГ являются вычислительные машины, стоящие в пункте контроля и управления, трансформаторы электрического тока и станции управления.

Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м [22].

При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин. Пребывание в ЭП с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты запрещается. Допустимое время пребывания в ЭП может быть реализовано однократно или дробно в течение рабочего дня [22].

Оператор по добыче нефти и газа должен быть обеспечен спецодеждой и СИЗ (спецодежда по сезонам, каска защитная, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь, головные уборы, перчатки по сезонам и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [26].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Воздушная среда промышленных предприятий, перерабатывающих сернистую нефть, содержит разнообразные углеводороды, наиболее опасными из которых являются бензол, сероводород, сераорганические соединения, серный и сернистый ангидриды, окись углерода. Комбинированное воздействие на организм рабочего комплекса различных углеводородов и сероводорода способствует усилению токсического эффекта.

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов.

Причиной выделения углеводородов, дымовых газов является несовершенство технологического процесса. Вредные вещества выделяются

через неплотности в насосно-компрессорном оборудовании и арматуре, из открытых лотков, незакрытых воздушников отдельных аппаратов.

Перечень ПДК вредных веществ представлен в таблице 4.4.1 [17].

Таблица 4.4.1 – Перечень ПДК вредных веществ и класс опасности.

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные+	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть	10	III
Сероводород	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами: С1 – С5	3	III
Тetraэтилсвинец	0,005	I
Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор	1	II

При установленном соответствии содержания вредных веществ III и IV классов опасности уровню ПДК, по согласованию с органами государственного санитарного надзора допускается проводить контроль не реже 1 раза в год. При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Электроснабжение кустов осуществляется посредством воздушных ЛЭП с переменным током, имеющим напряжение 380 В. К источникам опасности электрооборудования относятся все металлические токоведущие части оборудования.

Для защиты рабочих от поражения электрическим током применяются: изолирующие электробезопасные средства для персонала, обслуживающего

электроустановки, от поражения электрическим током; устройства защитного заземления и заземления электрооборудования.

На рисунке 4.4.1 приведена схема вертикального и горизонтального заземлителей.

В результате выполненного расчета заземляющего устройства общее сопротивление составило 3,72 Ом. В соответствии с ПУЭ для установок с напряжением до 1000 В и мощностью источника питания сети свыше 100 кВт допустимое сопротивление растеканию тока $R_d = 4$ Ом. Условие $R < 4$ Ом выполняется.

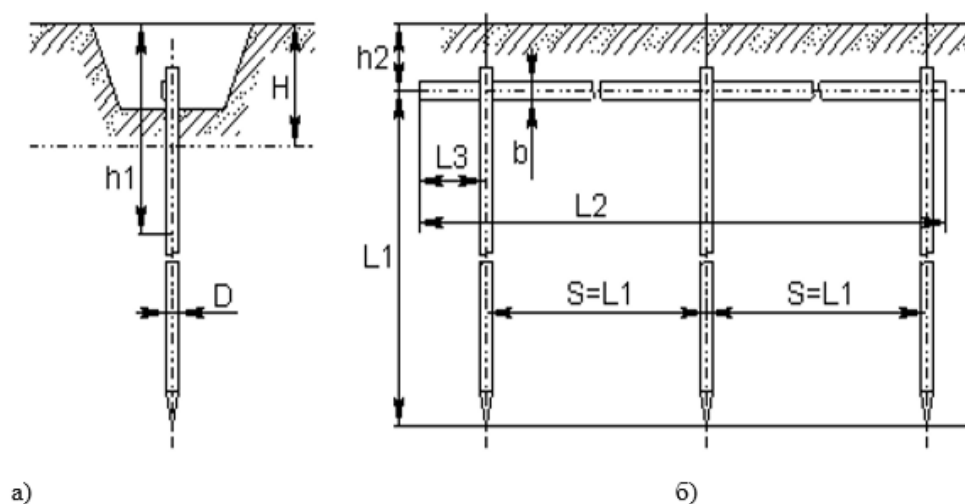


Рисунок 4.4.1 – Схема заземлителя: а) вертикальный заземлитель;
б) горизонтальный заземлитель

Работы по измерениям характеристик заземляющих устройств должны выполняться в соответствии с действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок по наряду-допуску к определенному виду работ. Персонал, производящий измерения, должен работать в диэлектрических ботах, диэлектрических перчатках, пользоваться инструментом с изолированными ручками.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях проведения работ на кустовых площадках месторождения могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [27].

На территории кустовой площадки находятся три помещения, в которых работает оператор по добыче нефти и газа:

- БТВН (АГЗУ) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А – помещения, содержащие горючие газы (ГГ), легковоспламеняющиеся взрывопожароопасные жидкости (ЛВЖ);

- станция управления УЭЦН имеет категорию В – помещение, в котором находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества;

- ПКУ имеет категорию Д – помещение, в котором находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии [27].

Все кустовые площадки оборудованы следующими средствами пожаротушения:

- 1) Пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 метров;

- 2) Пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8);

- 3) Пожарный ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8).

Причинами пожаров являются: несоблюдение мер пожарной безопасности, короткие замыкания и перегрузки сети и электрооборудования.

Атмосферное электричество представляет опасность в виде разрядов молнии, которые могут явиться причиной воспламенения и вызвать пожар.

В таблице 4.5.1 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [28].

Таблица 4.5.1 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания. [29]

Извещение раннего обнаружения пожара осуществляется с помощью автоматической системы пожарной сигнализации (АСПС), что позволяет принять комплекс мер по его предотвращению или минимизации и своевременной эвакуации людей.

Пожарная сигнализация объектов площадки комплекса организована на основе промышленного контроллера АСПТ (автоматическая система пожаротушения) и устройств СВК-3М1, СГП-1ХЛ4, которые реагируют на наличие в воздухе горючих веществ (паров нефти и нефтепродуктов).

Система оповещения людей при пожаре предусматривает установку в помещениях табло «ВЫХОД» – БЛИК-С-24 (2 шт.).

4.6 Обеспечение безопасности и аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для предотвращения аварийной ситуации в компании существует «План ликвидации аварий», содержащий порядок действия каждого ответственного лица, список лиц для оповещения и их телефоны, перечень требуемых технических средств и материалов.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6.1.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов, при выполнении работ строго соблюдать правила техники безопасности.

Таблица 4.6.1 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Обрыв прибора	Воспламенение газа от оголенных проводов
Выброс флюида	Удар высоким давлением, разрыв оборудования; резкая загазованность помещения
Разгерметизация емкости для хранения хим. Реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Основными загрязняющими веществами в нефтяной отрасли являются нефтепродукты и пластовые сточные воды.

Источниками загрязнения подземных пресных вод являются разливы нефти и попутно добываемых вод при порывах нефтепроводов, при ремонтноизоляционных работах на устьях скважин.

К числу потенциальных загрязнителей почвогрунтов относятся образующиеся в процессе строительства промышленные и бытовые отходы, бытовые, ливневые и промышленные стоки, а также продукты сгорания топлива при эксплуатации автотранспорта и спецтехники.

Природоохранные мероприятия при разработке Ванкорского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр и подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных вод нефтью, промышленными стоками и вредными отходами;
- недопущение проникновения флюидов в пресные водоносные горизонты;
- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;
- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;
- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ванкорского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы установлено, что в условиях коррозионной среды ННО скважин, эксплуатируемых с помощью НКТ со специальными покрытиями превышают ННО скважин, обрабатываемых с использованием ингибитора коррозии.

Проведен анализ технологической эффективности применения насосно-компрессорных труб со специальными покрытиями Majorpack MPAG96/C, в том числе технология НКТ с содержанием хрома 13%. Проведен обзор сверхвысокомолекулярного полиэтилена как перспективной технологии. Технология рекомендована к внедрению на Ванкорском месторождении.

Технологически эффективной принята технология НКТ с содержанием хрома 13%.

Экономические преимущества новой технологии над базовым вариантом/альтернативными техническими решениями - сокращение затрат на ТКРС за счёт снижения количества отказов; сокращение затрат на НКТ ввиду отсутствия повреждений НКТ при СПО и отбраковки НКТ по причине коррозионного и механического воздействия.

Недостатки новой технологии по сравнению с базовым вариантом/альтернативным техническим решением – стоимость по отношению к стандартным НКТ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НКТ	– насосно-компрессорные трубы
СПО	– спуско-подъёмные операции
СКО	– соляно-кислотные обработки
ОПИ	– опытно-промышленные испытания
МРП	– межремонтный период
СНО	– средняя наработка на отказ
ПЗП	– призабойная зона пласта
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения
КВЧ	– количество взвешенных частиц
ФПЗ	– фонтан по затрубному пространству
СВМПЭ	– сверхвысокомолекулярный полиэтилен
УЭЦН	– установки электроцентробежных насосов
АСПС	– автоматическая система пожарной сигнализации
АСПТ	– автоматическая система пожаротушения
СИЗ	– средства индивидуальной защиты
КИП	– контрольно-измерительные приборы
ГГ	– горючие газы
ПКУ	– пункт контроля и управления
ЭП	– электрическое поле
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ФОН	– фонтанные скважины
ТКРС	– текущий и капитальный ремонт скважин
ЦДНГ	– Цех добычи нефти и газа
УДХ	– Установка дозирования химического реагента
ЧС	– чрезвычайный случай
АГЗУ	– автоматическая групповая замерная установка
ЛЭП	– линии электропередач
ППД	– поддержание пластового давления

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения – Красноярск, 2012-2013 – 112 с.
- 2 Схема разработки Ванкорского месторождения – Красноярск, 2007 – 58 с.
- 3 Трофимов, А. С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
- 4 Селютин, Г.Е. Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена: свойства, перспективы использования: статья/ Г. Е. Селютин, Ю. Ю. Гаврилов, Е. Н. Воскресенская, В. А. Захаров, В. Е. Никитин, В. А. Полубояров – Красноярск: Институт химии и химической технологии Сибирского отделения РАН, 2015. – 28 с.
- 5 Галибеев, С.С. С сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Тенденции и перспективы/ С.С. Галибеев, Р.З. Хайруллин, В.П. Архиреев. – Казань: Вестник Казанского технологического университета, 2008 – 6 с.
- 6 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
- 7 Чикалов, С.Г. Коррозионно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/ С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.
- 8 Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
- 9 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введен

01.11.2006. – Москва: ГУ «Научно-исследовательский институт медицины труда» РАМН, 2006. – 14 с.

10 приказ № 786 О режимах работы в холодное время года. – Введен 12.11.2001. – Красноярск: Администрация Красноярского края, 2001. – 3 с.

11 ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.

12 Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие/Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.

13 СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.

14 СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва: Минрегион России, 2010. – 30 с.

15 СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.

16 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 20 с.

17 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1988. – 78 с.

18 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва : Стандартинформ, 1996. – 9 с.

19 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.

20 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Введен 31.10.1996. – Москва: МинздравРоссии, 1996. – 20 с.

21 ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введен 01.07.1991. – Москва: Государственный комитет СССР по Управлению качеством продукции и стандартам, 1996. – 37 с.

22 ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1986. – 8 с.

23 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введен 19.02.2003. – Москва: МинздравРоссии, 2003. – 41 с.

24 Руководство 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Введен 01.11.2005. – Москва: ГУ НИИ медицины труда Российской академии наук, 2005. – 182 с.

25 Трудовой кодекс Российской Федерации: федер. закон от 30.03.1999. № 52-ФЗ – Москва: Совет Федерации, 1999. – 74 с.

26 Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005. – Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской Федерации, 2005. – 165 с.

27 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

28 ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.

29 ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.