

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.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском
нефтегазовом месторождении Красноярского края

Руководитель	_____	доцент, к. т. н.	Н.Д. Булчаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Р.В. Дадаев
	подпись, дата		
Консультант: Безопасность и экологичность	_____		Е.В. Мусяченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С. В. Коржова
	подпись, дата		

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 кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев
подпись

«_____» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Дадаеву Руслану Викторовичу

Группа ГБ 13-03

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении Красноярского края

Утверждена приказом по университету № 6477/с 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР заведующий кафедрой РЭНГМ, доцент, канд. техн. наук Н.Д. Булчаев.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР

- 1 Краткое геологическое строение Ванкорского месторождения.
2. Технологическая часть
3. Специальная часть
- 4..Безопасность и экологичность проекта

Перечень графического материала

1. Обзорная схема района Ванкорского месторождения.
2. Разрез нижнего мела в- нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.
3. Динамика увеличения фонда добывающих и нагнетательных скважин.
4. Сравнение проектной и фактической годовой добычи нефти.
5. Способы предотвращения и удаления АСПО различных типов.
6. Конструкция фрезерного скребка.

Руководитель

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

подпись

Р.В. Дадаев

« ____ » _____ 20__ г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оптимизация методов борьбы с гидратообразованиями на примере Ванкорского месторождения» содержит 72 страниц, 11 рисунков, 22 таблиц, 24 источников.

АСФАЛЬТЕНЫ, СМОЛЫ, ПАРАФИНЫ, СКРЕБОК, ГОРЯЧАЯ ОБРАБОТКА, ФРЕЗА, ВИД АСПО, ИНГИБИТОРЫ АСПО, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.

В работе рассмотрены методы борьбы и предупреждения АСПО в условиях Ванкорского месторождения и выделены наиболее эффективные.

Цель работы – изучить существующие методы борьбы с образованием АСПО, рассмотреть методы борьбы асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении и выявить наиболее экономически и технологически эффективный метод.

В процессе работы были проанализировано текущее состояние разработки, скважинного фонда, и выработки запасов Ванкорского месторождения. Был произведен анализ методов борьбы и предупреждения АСПО, а также приведены преимущества и недостатки каждого метода. Установлено, что наиболее популярный способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями – закачка ингибитора

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическая часть	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	10
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных	15
коллекторов	15
1.4 Физико – химические свойства нефти и газа	17
1.5 Запасы нефти и газа	20
1.6 Выводы	21
2 Технологическая часть	22
2.1 Общий анализ текущего состояния разработки месторождения	22
2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як- III- VII 24	
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1	23
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх- III- IV 26	
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)	31
2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл- I- III (газовый)	31
3 Специальная часть	32
3.1 Данные о АСПО	32
3.2 Критерии применения способов сорьбы с АСПО	34
3.3 Технологии предупреждения АСПО	35
3.4 Технологии удаления АСПО	47
4 Безопасность и экологичность	54

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	55
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	56
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	57
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	59
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	60
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ...	62
4.7 Экологичность проекта	65
Заключение	68
Список сокращений	69
Список использованных источников	70

ВВЕДЕНИЕ

Современный уровень жизни и быстрое развитие техники в мире привели к стремительному росту потребления нефти и газа. За последние 15 лет в России запасы углеводородов со степенью выработанности более 50 % возросли в 1,9 раза, а более 80 % - в 4 раза. Доля добычи с объектов, выработанных более чем на 80 %, возросла с 4,6 % до 17 %. Таким образом, современное состояние нефтяной промышленности предопределяет наступление нового этапа в развитии фундаментальных научных знаний о нефти и газе на основе прогрессивных достижений последнего времени в области науки, техники и технологий.

Учитывая то, что в будущем на Ванкорском месторождении будет увеличена добыча нефти, соответственно и борьба асфальтосмолопарафиновыми отложениями станет более необходимой. Поэтому уже сейчас необходимо разрабатывать новые более совершенные методы борьбы с АСПВ.

Целью исследования является анализ существующих методов борьбы и предупреждения образования АСПВ их преимуществ и недостатков и выбор наиболее оптимального в условиях Ванкорского месторождения.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД № 10891 НР от 16.05.2000г.) (рисунке 1.1). В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ЗАО «Ванкорнефть», на основании агентского соглашения между ним и недропользователем.

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы(сопки) высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Р. Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек. Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой будет осуществляться из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в

поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений можно определить, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре $-2,5^{\circ}\text{C}$. Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°C при средней многолетней температуре этого региона $-8,7^{\circ}\text{C}$.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет $2,37-2,78^{\circ}\text{C}/100$ м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C .

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

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

Сумма температур воздуха за период с температурой воздуха выше 10°C (агроклиматические ресурсы) от 400 до 1000, что предопределяет следующие характерные для данного пояса с/х культуры: редис, салат, лук на перо, очагово ранний картофель. Возможно овощеводство в закрытом грунте.

Почвы глеевые в сочетании с заболоченными.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, в среднем 250-500 мм в год. Наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах, распадках - до 3,0 м.

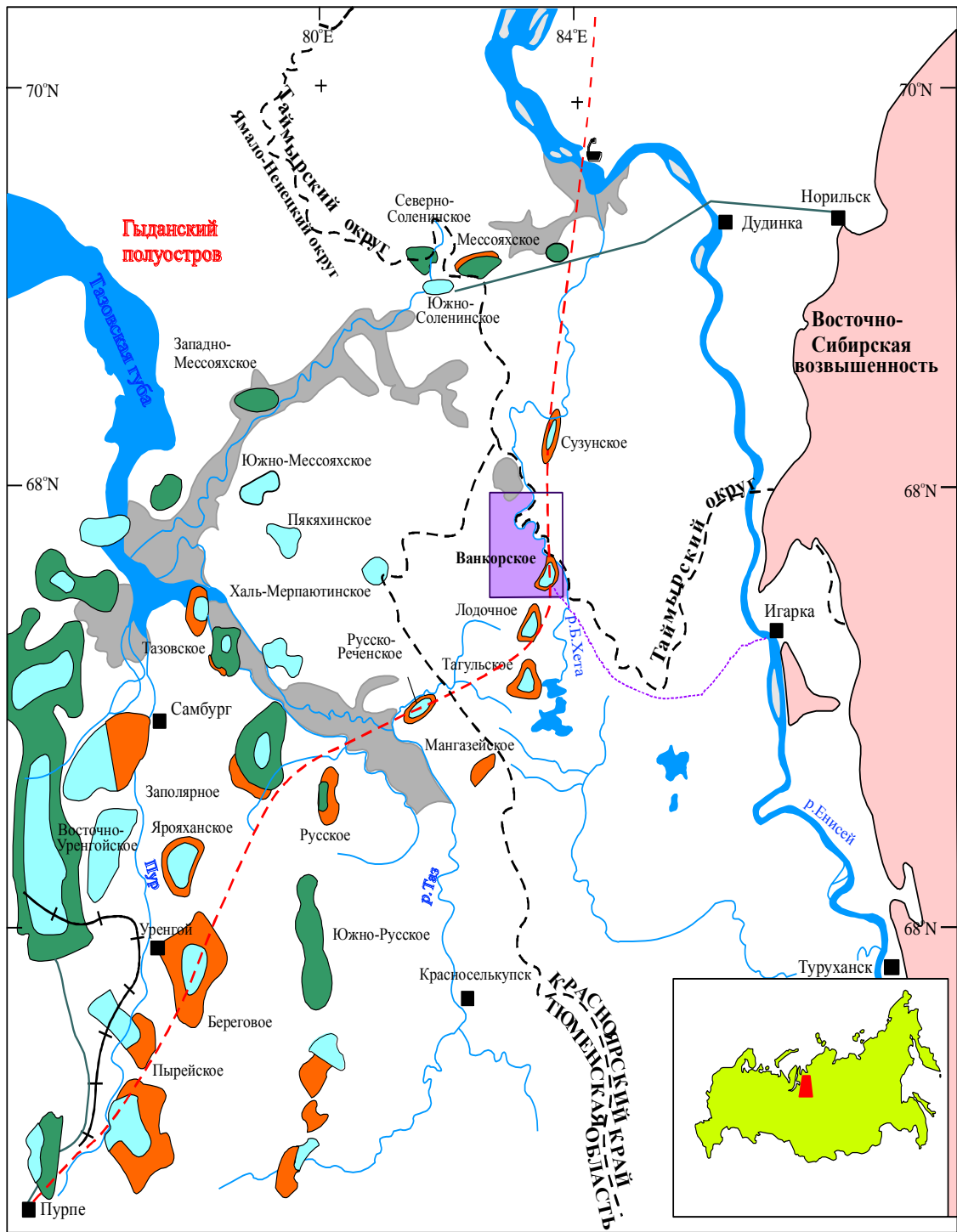
На протяжении всего года на данной территории дуют сильные ветры. В весенне-летний период преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южного и юго-западного. Максимальная сила ветра достигает 25 м/сек, средняя скорость ветра - 5-7 м/сек. Среднее давление воздуха на уровне моря: январь – 1018-1021, июль – 1006-1009 миллибар (1 мб = 0,75 мм. рт. ст.). Район участка относится к VI климатической зоне. Отопительный сезон начинается с 1 сентября и длится 289 суток (г. Игарка). Длительность периода с температурой выше 10°C 60-90 дней.

Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшие: г. Игарка в 180 км на юг-восток, г. Дудинка в 220 км на северо-восток. База организации подрядчика работ расположена в г. Дудинка. Кроме того существуют: продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление)


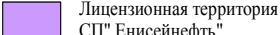
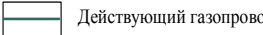
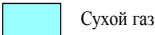
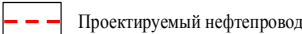
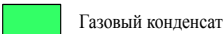



Коренное население: селькупы, ненцы, нанайцы - занимаются рыболовством, охотой и оленеводством. Доля трудоспособного населения 50-55 %. Плотность населения менее 1 чел. на 1 км².

Главные промысловые звери соболь, песец и северный олень. Основные промысловые рыбы – сиговые.

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



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|---|
|  Болота |  Лицензионная территория СП "Енисейнефть" |
|  Действующий газопровод |  Сухой газ |
|  Проектируемый нефтепровод |  Газовый конденсат |
|  Железная дорога |  Нефть |
|  Зимняя дорога | |

0 100 км

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района месторождения

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

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

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты (рисунок 2.1).

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 I^Д. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_{1v_1-h}) сложена преимущественно песчано-алевролитовыми 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 прослой 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 пелицепод, 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 песчаная, 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 ($K_{1a_1-a_3}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^B. 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, наоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения **долганской свиты ($K_{1a_3-K_2s}$)** согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые,

кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

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

Залежь пласта Дл-I-III. Газовая залежь пласта Дл-I-III вскрыта скважинами СВ-1 (Северный купол) и ВН-1/2, ВН-4/6, ВН-9, ВН-10 (Южный купол). Залежь является пластовой, сводовой, полностью контролируется структурой, размеры ее составляют 16 x 9 км, газовой контакт принят по подошве нижнего газонасыщенного интервала в скважине ВН-6 на абсолютной отметке -978,6 м. высота залежи – около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, толщиной 40-45 м, при эффективных значениях – 8,3-16,6 м. Газонысыщенные толщины достигают 9,8-11 м, при средних значениях 5,1 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения). Так в скважине ВН-9 эффективная толщина 15,6 м обусловлена большим числом пропластков небольшой толщины, а в скважине СВ-1 - 11 м эффективной газонасыщенной толщины представлены одним песчаным пластом.

Промышленные притоки газа получены как на Северном, так и на Южном куполах. В скважине СВ-1 максимальный дебит газа на шайбе 10,7 мм составил 160 тыс.м³/сутки, в скважине ВН-6 – 104,8 тыс.м³/сутки на шайбе 9,1 мм.

Залежь пласта Як-I. Промышленная газоносность пласта Як-I установлена при опробовании скважины СВ-1 на Северном куполе, в которой из интервалов 1603-1611, 1622-1625 м получен приток газа дебитом 222,4 тыс.м³/сутки на шайбе 10 мм. Промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что приток получен из обоих интервалов, в связи с чем ГВК принят по подошве нижнего продуктивного пропластка на отметке – 1579,5 м. На Южном куполе, в пределах большей его части коллектор заглинизирован. Залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Линия замещения коллектора проходит между скважинами ВН-9 и ВН-6.

Газонасыщенный коллектор представлен прослоями песчаников и алевролитов эффективной толщиной от 0,2 до 5,1 м при суммарном значении до 7,0 м. Размеры залежи составляют 12,5 x 3 км, а высота около 15 м.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах (приложение 3). На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс.м³/сутки на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640-1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м³/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6 мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71 м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по

скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. По результатам опробования водонефтяной контакт был принят на отметке $-1643 \pm 2,8$ м, а ГНК - -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 x 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах, в 3 из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 м³/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. ВН-4 и ВН-9).

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 x 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине ВН-5 –2635 м, установленной по данным ГИС.

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

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, и вскрыта в 6 скважинах). Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на Северном и Южном куполах принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м (скв. СВ-1, ВН-10). Газовая шапка вскрыта на Южном куполе, где газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4^х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4).

Размеры залежи 22 х 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197

определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

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

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

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость –42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна и ГИС и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1 (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными:

	коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

Вытеснения нефти исследовались на насыпных моделях, для которых использовался дезинтегрированный керн из скважины ВН-9. Моделировались термобарические условия залегания продуктивных пластов яковлевской и нижнехетской свит. Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. Результаты экспериментов приведены на рисунке 1.2. Из приведенных данных видно, что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается.

Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мд соответственно. Этим значениям проницаемости отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

1.4 Физико – химические свойства нефти и газа

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах.

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

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.1.

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа*с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 мЗ/ мЗ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа*с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42 мЗ/ м³ (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1).

Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках - желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из 6 скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/см³. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см³. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем 0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см³. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%»), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95%. Растворенный газ пласта - содержит 80-87% метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. Внк-9. По данным исследования скв. СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96% состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относится к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91%, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10%.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

Таблица 1 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	25,3	115,5	109,8
$\text{м}^3/\text{т}$	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $R_{пл}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
-однократное разгазирование, доли ед.			1,31

Окончание таблицы

-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
-однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Рпл и тпл, мПа*с	24,4	0,98	1,1

1.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

В соответствии с границами лицензионных участков балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве:

- нефть (балансовые/извлекаемые) тыс.т.;
 - категория С₁ – 112966/41524;
 - категория С₂ – 452065/145141;
 - растворенный газ, млн.м³
 - категория С₁ – 2811;
 - категория С₂ – 10476;
 - свободный газ и газ газовых шапок, млн.м³
 - категория С₁ – 28187;
 - категория С₂ – 57248;
- на баланс ООО "Таймырнефть" –

- нефть (балансовые/извлекаемые) тыс.т.
- категория С₂ – 126655/40272;
- растворенный газ, млн.м³
- категория С₂ – 2699;
- свободный газ и газ газовых шапок, млн.м³
- категория С₂ – 4380;

Подсчет геологических запасов нефти произведен объемным методом по формуле:

$$Q_{бал} = F \cdot h \cdot Kп \cdot Kн \cdot \rho_n \cdot \theta, \quad (1)$$

где F-площадь нефтеносности,

h-нефтенасыщенная толщина,

Kп-коэффициент пористости,

Kн - коэффициент нефтенасыщенности,

ρ_n - плотность нефти,

θ -пересчетный коэффициент

Запасы растворенного газа определялись умножением запасов нефти по залежам на газовый фактор. По категориям распределение запасов нефти и газа выполнено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных пластов. При этом использованы общепринятые принципы. Категория С₁ выделена на участках залежей, охарактеризованных данными опробования с получением промышленных притоков нефти. Там где нефтенасыщение установлено только по данным ГИС, запасы отнесены к категории С₂.

1.6 Выводы

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

орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности

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

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

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа - доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I-III), яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-III-VII) и нижнехетской свиты (пласты, Нх- I, Нх-III-IV).

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

Балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве: 112966 тыс.т. нефти, а извлекаемых - 41524 тыс.т. нефти; растворенный газ балансовых- 28187млн.м³ категория С1.

2 Технологическая часть

2.1 Общий анализ текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III- VII (нефть и конденсат). По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 - Нх-I) и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

В добывающем фонде находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная.

Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих, наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата –1187 тыс.т, газа газовых шапок – 15314 млн.м³, свободного газа – 2410 млн.м³.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%).

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5

объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як- III-VII

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 94%.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%.

Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

Схема размещения скважин – в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части

залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения (рисунок 2.2.1).

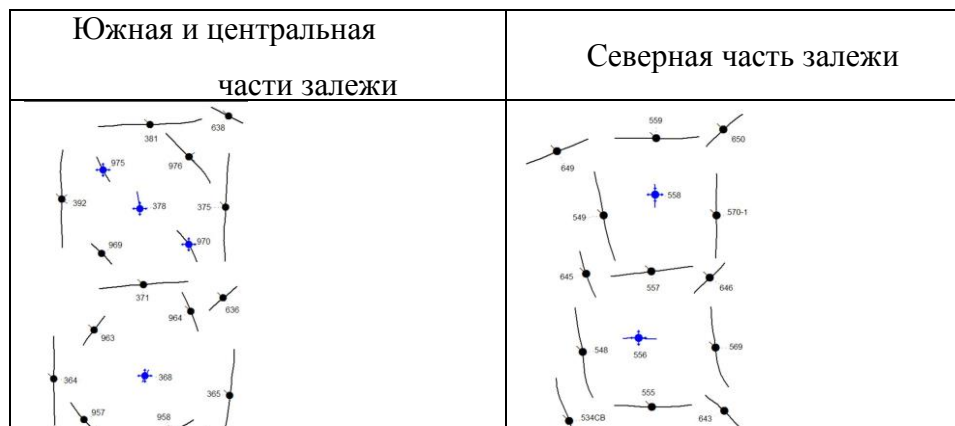


Рисунок 2.2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.).

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (рисунок 2.2.2, 2.2.3).

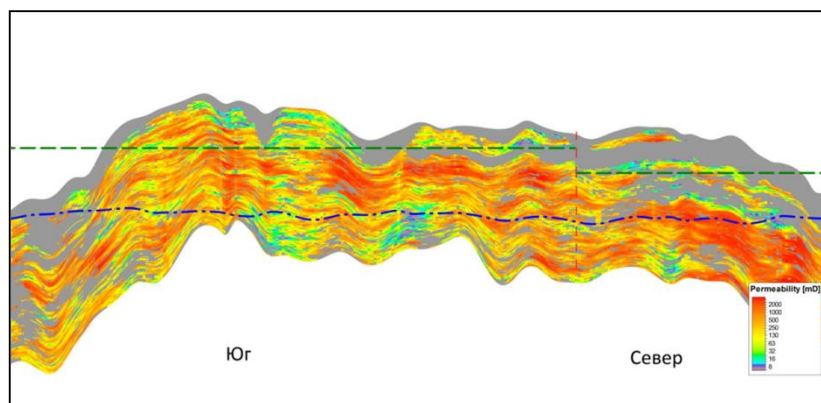


Рисунок 2.2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважин до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз.

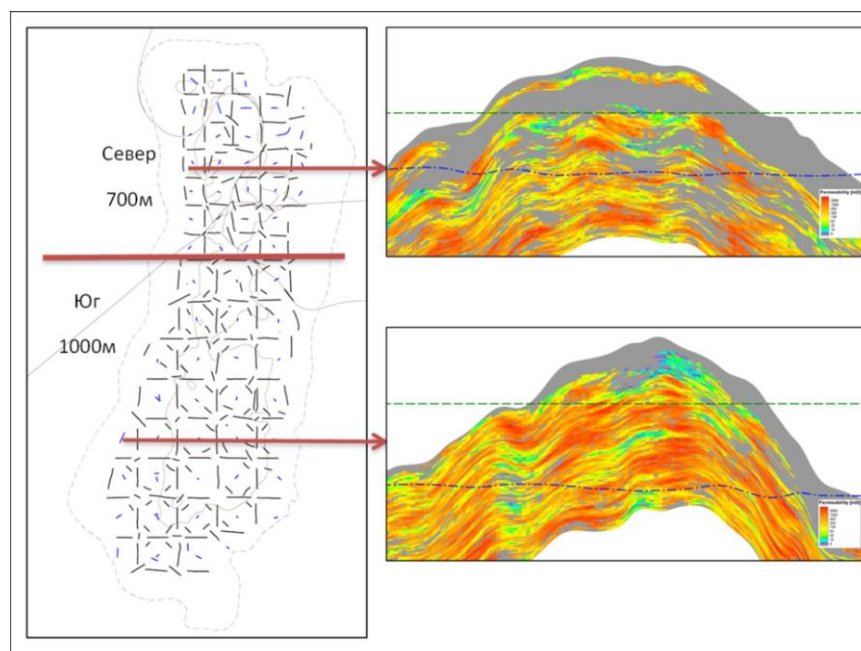


Рисунок 2.2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;

- Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;

- Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55% от всей энергии пласта;

- Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

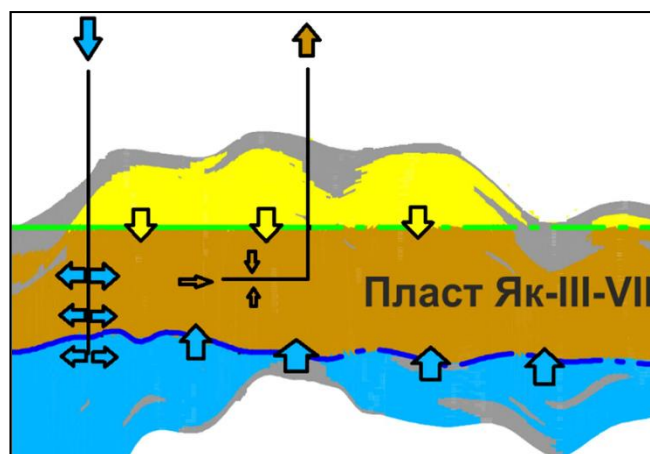


Рисунок 2.2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация

подвижной нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ.

Прямая оценка количества газа разгазирования, попавшего в ГШ, или добытого в скважинах невозможна, так как по составу газ разгазирования и газ газовой шапки близки друг к другу. Таким образом, невозможно поскважинно разбить попутный добываемый газ на газ разгазирования и газ газовой шапки используя прямые методы оценки. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания.

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37.

В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %. Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918,9 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут. Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м. Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные. Верхняя часть пласта представляет сложный баровый комплекс, выклинивающийся в северной части месторождения. Здесь выделяются 3 фации (подошвенная часть бара, склоновая часть бара и осевая часть бара), характеризующиеся сильной проницаемостной неоднородностью и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве пласта.

Необходимо также отметить нижний интервал пласта, представляющий собой фацию мелководного шельфа, которая выделяется по всему пласту Нх- I. Данный пропласток обладает крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД) и его разработка крайне затруднена (рисунок 2.5).

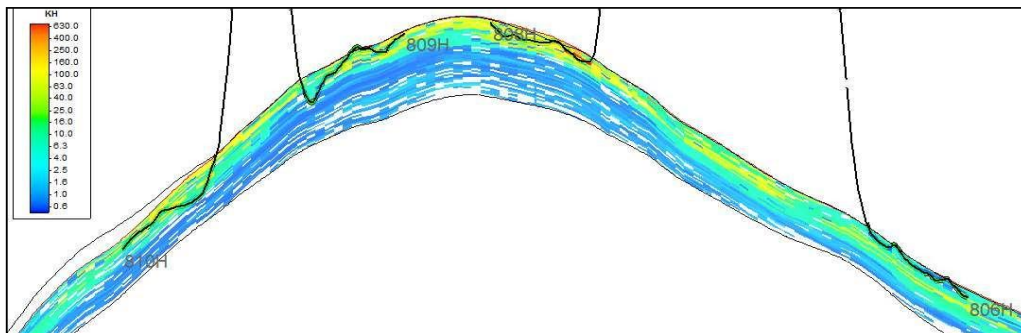


Рисунок 2.2.5 - Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-I

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД;
- Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть.

На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

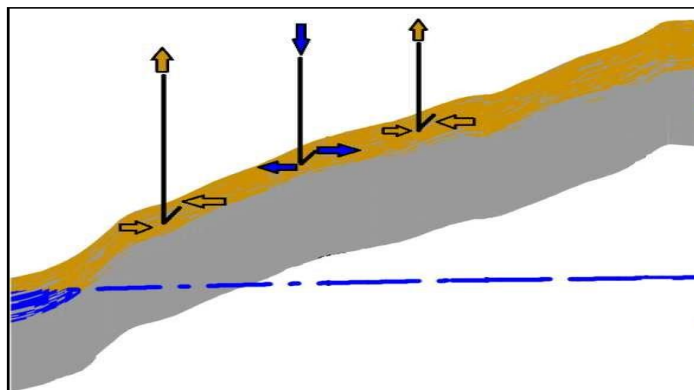


Рисунок 2.2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-I

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо контролировать давления и профилизакачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста

обводненности. Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учетом крайне малого объема газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх- III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54.

В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11. В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 20 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 93%. По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5%, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19404тыс.м³, газа – 1 895 млн. м³, накопленная компенсация отборов составила 32 %.

Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи.

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка сильно отличающихся по ФЕС:

- Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД)
- Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.
- Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен.

Запасы нефти в данно пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта.

Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на рисунке 2.3.1.

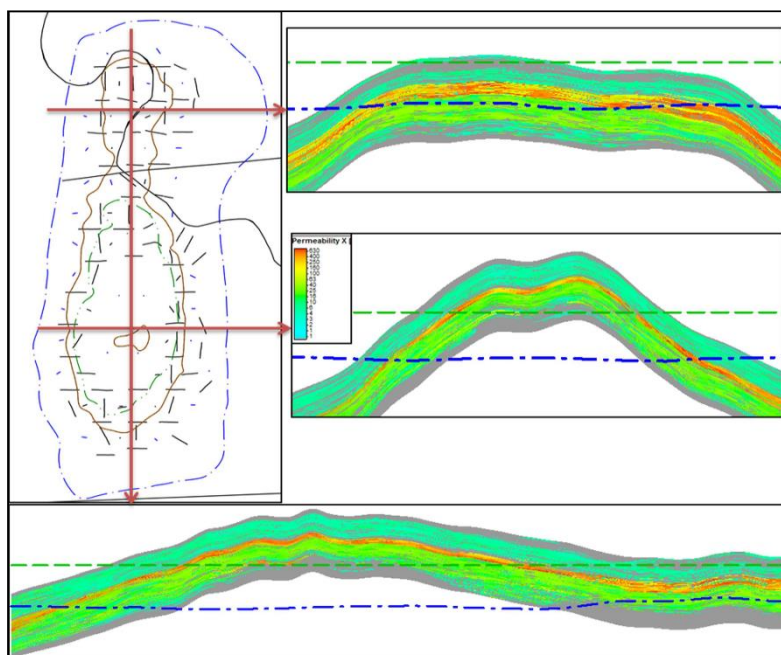


Рисунок 2.3.1 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии;
- Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи;
- Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система ППД сформирована не до конца, ожидается перевод из отработки в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения;
- Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На рисунке 2.3.2 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

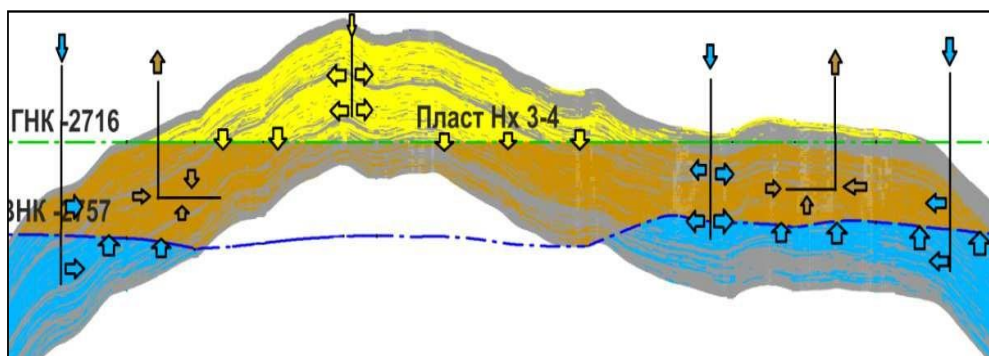


Рисунок 2.3.2 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-III-IV

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в ГШ оказывается ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что ведет к потере извлекаемых запасов. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта.

Прямая оценка количества газа разгазирования попавшего в ГШ или добытого в скважинах невозможна. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения.

На данный момент прямые замеры давления в ГШ возможны в области газонагнетательных скважин, по результатам проведенных замеров наблюдается рост давления в газовой шапке (на 01.06.2014 по сравнению с моментом _____ начала _____ га

2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)

Объект введен в разработку в 2013 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурены 2 добывающие скважины. По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 19,2 тыс.т, жидкости – 36,6 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 0,8 % при текущей обводненности – 48,8%.

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т.

2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл-І- ІІІ (газовый)

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

По состоянию на 01.01.2015 г. из газового объекта Дл-І-ІІІ добыто 2 410 млн. м³. свободного газа, обор от НГЗ – 4,5 %. Текущее пластовое давление – 9,1 МПа при начальном пластовом давлении 9,6 МПа.

За 2014 г. из объекта добыли 768 млн. м³ свободного газа при среднесуточном дебите свободного газа 109,4 тыс. м³/сут.

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы свободного газа определяются в зависимости от добычи растворенного газа нефтяных объектов разработки Як-ІІІ-ІІІ, Нх-І, Сд-ІХ и Нх-ІІІ-ІІІ, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-ІІІ-ІІІ.

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.15 ведётся добыча нефти на четырёх объектах разработки: Як-ІІІ-ІІІ, Сд-ІХ, Нх-І и Нх-

III-IV. Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76% от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77% с конца 2012 года до 24% на начало 2015 года.

3 Специальная часть

3.1 Данные о АСПО

С запуском в промышленную эксплуатацию месторождения на фонде скважин начинает отслеживаться проблема с АСПО. Нефтепромысловые АСПО представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из парафина, церезина, смол и асфальтенов. Асфальтены - в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде. Смолы - жидкости или пластические вещества высокой плотности и вязкости с молекулярным весом от 450 до 1500. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах. Церезины - смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от C_{35} до C_{55} . Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах. Парафины - смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от C_{16} до C_{35} . Растворяются в насыщенных углеводородах - пентане, гексановой фракции, гептане.

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Кроме того, при определенных термобарических условиях асфальтены начинают откладываться в пласте и кальматрирует призабойную зону скважины.

Нефти основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения имеют высокое содержание асфальтенов (более 3 %) при относительно низком содержании смол (1,26 – 2,79 %). В этих условиях наблюдается низкая агрегативная стабильность нефти. При изменении термобарических условий нарушение стабильности приводит к выпадению асфальтенов и формированию АСПО асфальтенового и смешанного типов при подъеме нефти по стволу скважины. Критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Ванкорского месторождения, для пласта Як III-VII является величина - 6-7,5 %, а для нефти пласта НХ III-IV – 0,5 -0,7 %. Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин. При среднем содержании парафинов в нефти - 3,72 %, температура насыщения нефти парафином составляет 14 - 15 °С. Выделенный из нефти Ванкорского месторождения парафин имеет температуру плавления 40-50 °С и химическую формулу $C_{21,3} H_{44,6} - C_{27,4} H_{56,8}$.

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с АСПО..

Отложения асфальтенового и смешанного типов в мировой практике признаются наиболее сложным случаем образования АСПО. В случае образования асфальтеновых отложений принципиально неприменимы любые способы предотвращения, основанные на поддержании высоких температур нефтяного потока (теплоизоляция и нагрев НКТ). Установка магнитных активаторов снижает интенсивность образования отложений, только в том случае, если у молекулы асфальтенов присутствует определенный электрический заряд. Широко используемое скребкование менее эффективно, чем при удалении парафинов, по причине высокой плотности асфальтенов, прочности и вязкой консистенции. В качестве способов

предотвращения асфальтовых и смешанных отложений рекомендуется применение НКТ с защитными покрытиями и ингибиторов АСПО. Применение НКТ с защитными покрытиями рекомендуется для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м³/сут. Ингибиторы АСПО рекомендуются к использованию при МОП от нескольких часов до дней в диапазоне дебитов не более 50...100 м³/сут.

В качестве способов удаления смешанных отложений рекомендую скребкование для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м³/сут. Растворители АСПО рекомендуются к использованию в качестве дополнительного средства борьбы с АСПО. Их применяют в тех случаях, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Растворители АСПО рекомендуются для обработки лифта скважин 1 раз в 60 и более суток.

3.2 Критерии применения способов сорьбы с АСПО

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с АСПО

Отложения асфальтового и смешанного типов в мировой практике признаются наиболее сложным случаем образования АСПО. В случае образования асфальтовых отложений принципиально неприменимы любые способы предотвращения, основанные на поддержании высоких температур нефтяного потока (теплоизоляция и нагрев НКТ). Установка магнитных активаторов снижает интенсивность образования отложений, только в том случае, если у молекулы асфальтенов присутствует определенный электрический заряд. Широко используемое скребкование менее

эффективно, чем при удалении парафинов, по причине высокой плотности асфальтенов, прочности и вязкой консистенции. В качестве способов предотвращения асфальтеновых и смешанных отложений рекомендуется применение НКТ с защитными покрытиями и ингибиторов АСПО. Применение НКТ с защитными покрытиями рекомендуется для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м³/сут. Ингибиторы АСПО рекомендуются к использованию при МОП от нескольких часов до дней в диапазоне дебитов не более 50...100 м³/сут.

В качестве способов удаления смешанных отложений рекомендуется скребкование для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м³/сут. Растворители АСПО рекомендуются к использованию в качестве дополнительного средства борьбы с АСПО. Их применяют в тех случаях, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Растворители АСПО рекомендуются для обработки лифта скважин 1 раз в 60 и более суток.

3.3 Технологии предупреждения АСПО

1) Применение НКТ с защитным покрытием

Для предупреждения АСПО при добыче нефти рекомендуется применение стальных НКТ с силикатно-эмалевым покрытием производства ЗАО «НЕГАС» (г. Пенза) по ТУ 14-2Р-370-2003 либо ООО «Советскнефтеторгсервис» (г. Набережные Челны). Стальные НКТ с силикатно-эмалевым покрытием внутренней поверхности предназначены для эксплуатации на нефтяных скважинах при температурах от минус 60 °С до плюс 350 °С.

Требования к силикатно-эмалевому покрытию:

- толщина силикатно-эмалевого покрытия должна быть 0,18-0,65 мм,

- силикатно-эмалевое покрытие должно быть сплошным. Не допускаются пузыри, сквозные поры, трещины и другие дефекты, обнажающие металл,
- поверхность силикатно-эмалевого покрытия должны быть блестящей, гладкой, без видимой шероховатости,
- плотность силикатно-эмалевого покрытия должны быть от 2,3 до 2,6 г/см³,
- прочность силикатно-эмалевого покрытия при испытании на растяжение должна быть не менее 100 МПа,
- ударная прочность силикатно-эмалевого покрытия должна быть не менее 2,0 Дж (0,2 кгс×м),
- прочность сцепления силикатно-эмалевого покрытия с металлом должна быть не ниже 4 баллов по приложению 2 ГОСТ 24405,
- переходное электрическое сопротивление силикатно-эмалевого покрытия должно быть не менее 500 ом×м².

Требования к трубам с силикатно-эмалевым покрытием:

- трубы с силикатно-эмалевым покрытием должны соответствовать требованиям ГОСТ 633 за исключением толщины стенки, величины внутреннего диаметра, массы 1 м трубы, сплющивания,
- трубы с силикатно-эмалевым покрытием должны выдерживать испытание на изгиб и кручение без разрушения эмалевого покрытия,
- на трубах с силикатно-эмалевым покрытием не допускается изогнутость, превышающая предельно допустимую при контроле, в соответствии с п. 2.

Приемка труб с силикатно-эмалевым покрытием проводится партиями в соответствии с ТУ 14-2Р-370-2003.

Методы контроля труб с силикатно-эмалевым покрытием:

- Внешний вид эмалевого покрытия внутренней поверхности труб контролируют осмотром с освещением контролируемой поверхности электролампой.

- Внутренний диаметр и изогнутость контролируют по всей длине трубы цилиндрической оправкой длиной 1250 мм и наружным диаметром в соответствии с таблицей 1.

- Толщину силикатно-эмалевого покрытия измеряют на противоположных концах труб с использованием магнитного толщиномера МТ-41НЦ или другими измерительными приборами с основной погрешностью не более 10 %.

- Контроль сплошности силикатно-эмалевого покрытия проводят электроискровым методом с использованием искровых дефектоскопов типа ИДС-1, ДИ-74, ДИСИ-1. Подаваемое напряжение должно быть 2 кВ на 1 мм толщины покрытия.

- Контроль ударной прочности силикатно-эмалевого покрытия проводят в соответствии с приложением 1 ТУ 1390-001-01297858-96.

- Определение переходного электрического сопротивления силикатно-эмалевого покрытия проводят с использованием дефектоскопа ИКС-1 в соответствии с приложением 2 ТУ 1390-001-01297858-96.

- Определение плотности силикатно-эмалевого покрытия проводят в соответствии с приложением 3 ТУ 1390-001-01297858-96.

- Определение прочности силикатно-эмалевого покрытия при растяжении проводят в соответствии с приложением 4 ТУ 1390-001-01297858-96.

- Определение прочности сцепления силикатно-эмалевого покрытия с металлом проводят в соответствии с приложением 5 ТУ 1390-001-01297858-96. Оценку результатов – по приложению 2 ГОСТ 24405.

- Испытание труб с силикатно-эмалевым покрытием на кручение и изгиб проводят по методике предприятия-изготовителя.

Таблица 1 – Условный диаметр и толщина стенки трубы с покрытием

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр оправки, мм
73	5,5	58,1
	7,0	55,1
89	6,5	71,1
	8,0	68,2
102	6,5	83,9
114	7,0	95,6

Примечание: Предельное отклонение цилиндрической оправки + 0,25 мм

При применении труб с силикатно-эмалевым покрытием необходимо:

- защищать муфты НКТ фосфатированием, термодиффузионным оцинкованием либо вкладышами с покрытием, так как технология нанесения эмали не позволяют наносить ее на муфты и на них способны накапливаться АСПО,

- при спускоподъемных операциях, во избежание разрушения покрытия в районе резьбовой (ниппельной) части НКТ, следует контролировать усилие свинчивания с использованием ключей с динамометрами,

- скорость спуска и подъема труб с силикатно-эмалевым покрытием при спускоподъемных операциях не должна превышать 0,25 м/с.

2) Применение ингибиторов АСПО

Подачу ингибитора АСПО (реагента комплексного действия) в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами [1]:

- Периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.

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

- Постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозирочной установки (УД, УДХ).

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

- Непрерывное дозирование растворимого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

Технология задавки ингибитора в ПЗП

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

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

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

- спуск технологических НКТ ниже интервала перфорации;

- подъем технологических НКТ на 2-3 м выше кровли интервала перфорации;

- определение приемистости пласта (если она менее $100\text{м}^3/\text{сут}$, то нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону проводить не следует);

- приготовление 100%-го раствора ингибитора коррозии в бойлере или мерной ёмкости агрегата ЦА-320;

- нагнетание промывочной жидкости с целью подготовки пласта для введения ингибитора. В качестве промывочной жидкости используются взаимные растворители (WAW85202 (Baker Petrolite), BP-1 (Экспериментальный завод «НЕФТЕХИМ» и др.), либо водные растворы неионогенных и катионноактивных ПАВ.

Закачку проводят с максимальным расходом закачиваемого взаимного растворителя без гидроразрыва в следующей последовательности:

- к трубному пространству скважины подключают цементируемый агрегат АЦ-32 (ЦА-320) для закачки раствора;

- при открытой затрубной задвижке закачивают кислотным агрегатом промывочную жидкость в требуемом объеме. При открытой затрубной задвижке мы получим только промывку ствола скважины без воздействия на пласт;

- нагнетание основного объема ингибитора проводят введением ингибитора (недостающий объем после закачки взаимного растворителя для вытеснения жидкости глушения из НКТ) закачивают при открытой затрубной задвижке с целью заполнения оставшегося свободного объема НКТ. Далее закачку останавливают, задвижку закрывают, и остальные пакки растворов в требуемом объеме закачивают в пласт. Здесь используют 10%-ный раствор ингибитора (в зависимости от прогнозируемого защитного эффекта). Закачку проводят тем же агрегатом с максимальным расходом без гидроразрыва;

- нагнетание продажного объема жидкости производят с целью проталкивания ингибитора глубже в пласт. Для вытеснения раствора ингибитора рекомендуется использовать 2%-ный раствор КС1 при задавке водного раствора ингибитора и дегазированную нефть при задавке органического раствора ингибитора. Закачку осуществляют тем же агрегатом при закрытой затрубной задвижке с максимальным расходом без гидроразрыва.

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

- поднимают технологические НКТ и спускают подземное оборудование;

- запускают скважину и выводят ее на рабочий режим.

Необходимое количество взаимного растворителя рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{пред}} = 0,3 \cdot h_{\text{перф}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пред}}$ - объем взаимного растворителя для промывки пласта, м³,

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

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют как естественный дозатор, то, как и при применении ингибиторов солеотложений, действует эмпирическое правило «одной третьей»[2]. Это правило заключается в следующем: третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины, и только оставшаяся треть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится длительное время.

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

$$M_{\text{инг1}} = 3 \cdot C_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}} \cdot T_{\text{в}} \cdot 1000^{-1}, \quad (3)$$

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

$Q_{\text{ж}}$ - дебит скважины по жидкости, м³/сут (примерно т/сут);

$T_{\text{в}}$ - планируемое время «выноса» ингибитора коррозии из пласта, сут;
1000 – множитель перевода граммов в килограммы;

3 – коэффициент правила «одной третьей».

Объем продавочной жидкости V , м³, вычисляется по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot H_{\text{пл}} + V_0 + V_1, \quad (4)$$

где m – эффективная пористость продуктивного пласта, доли единицы;

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

$H_{\text{пл}}$ - мощность пласта, м.;

V_0 - объем НКТ, м³;

V_1 - объем эксплуатационной колонны от приема насоса или входа в НКТ до нижних перфорационных отверстий, м³;

$$\pi = 3,14.$$

Если объем жидкости глушения 130м³, то объем продавочной жидкости составит $0,2 \cdot 3,14 \cdot 1,5^2 \cdot 500 + 130 = 840\text{м}^3$; при этом время защиты скважины составит не менее 365 сут.

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

Технология непрерывного дозирования ингибитора с помощью УД (УДХ)

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

При непрерывном дозировании с применением специальных трубок работы по монтажу капиллярной трубки, дозирочного насоса производится согласно требованиям, приложенным к ним, и правил СМР.

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

$$G = 1000^{-1} \cdot C_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{ж}}$ - количество жидкости,

$C_{\text{и.к}}$ -концентрация ингибитора

В течение первых суток ингибитор подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-3 раза превышает оптимальную дозировку. Затем его расход снижается до оптимальной дозировки.

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

Выводы и рекомендации

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

Ингибиторы АСПО

Для предотвращения АСПО применяют ингибиторы, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела

между жидкой фазой и твердой поверхностью. Ингибиторы подразделяются на:

- смачивающие (гидрофилизирующие);
- модификаторы и депрессаторы;
- моющие (детергентного действия) и диспергаторы.

Смачивающие ингибиторы

Механизм действия ингибиторов этой группы заключается в гидрофиллизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования полимерным высокомолекулярным полярным адсорбционным слоем. Этот слой является как бы смазкой для неполярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности оборудования.

В основе технологии применения ингибиторов адсорбционного действия лежит периодическая обработка нефтепромыслового оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определённого времени. Условием эффективного применения ингибиторов этой группы является отсутствие, каких либо отложений на трубах перед использованием ингибиторов.

Технология имеет ряд недостатков: периодические остановки (простой скважин), смыв слоя со стенок водонефтяным потоком, ограничение эффективной защиты участком обработки, загрязнение оборудования реагентом.

Основу ингибиторов адгезионного действия составляют: полиакриламид (ПАА), силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ (органических аминов, сульфатов, фосфатов и др.).

Модификаторы и депрессаторы

Ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафинов в момент возникновения твердой фазы. В результате образуются дендритные недоразвитые кристаллы парафина, структурно не соединённые друг с другом в аморфной нефтеароматической вязкоупругой наименее застывающей жидкой фазе нефти. Вязкоупругая незастывающая фаза нефти является средой, препятствующей осаждению парафина на стенки оборудования.

Ингибиторы-модификаторы включают нефтерастворимые полимеры: атактический полипропилен с молекулярной массой 2000-3000; низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000-12000; сополимеры этилена с непредельными сложными эфирами, кислотами (винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, малеиновым ангидридом и т.д.).

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. Депрессаторы снижают температуру застывания нефти. Естественными депрессаторами являются асфальтены, содержащиеся в нефти.

Моющие ингибиторы

Диспергаторы — химреагенты, обеспечивающие повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляющие процессы кристаллизации парафина. В результате время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке и вероятность его подъёма потоком жидкости увеличивается.

Ингибиторы моющего действия включают в основном нефтерастворимые неионогенные, катионные и анионные ПАВ. Действие ингибиторов моющего типа заключается в диспергировании (отмыве) АСПО и переносе их в поток жидкости и удержании во взвешенном состоянии.

Перечисленные реагенты обладают высокими отмывающими свойствами по отношению к нефти и парафиноотложениями диспергирующими свойствами по отношению к последним.

В качестве детергентов удалителей широко используются водорастворимые реагенты группы ингибиторов-смачивателей: органические сульфаты, фосфаты, сульфонолы, а также полиакриламид.

Эти реагенты «работают» одновременно как удалители и ингибиторы АСПО, а также как деэмульгаторы стойких эмульсий. Они растворяются в пресной воде. Недостатком их является нетехнологичность применения в зимнее время из-за сравнительно высокой температуры застывания.

Для создания высокоэффективных детергентов-растворителей используются композиции парафиноароматических углеводородов C_6-C_{20} с добавками ингибиторов-смачивателей или модификаторов. Эти реагенты содержат в основном углеводородные растворители (более 95 %), а также добавки высокомолекулярных соединений, обладающих смешанным действием: диспергирующе-смачивающим, моюще-смачивающим, диспергирующе-депрессорным и др.

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объёме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Требования, предъявляемые к ингибиторам, предотвращающим отложения парафина при добыче нефти, следующие:

- отсутствие их влияния на качество нефти, нефтепродуктов и процессы нефтепереработки;
- умеренные токсикологические и пожароопасные свойства;
- технологичность при работе на промыслах в различных климатических условиях;

- эффективность ингибиторов при расходе реагентов 50-250 г на 1 т добываемой нефти (как безводной, так и обводненной).

Выбор того или иного химического метода борьбы с АСПО основывается на тщательном изучении свойств добываемой продукции, её поведении в пластовых условиях, скважине и наземном оборудовании. Выбор конкретных химических реагентов базируется на точном знании состава АСПО, механизма его формирования и исследовании выбранного химического реагента (композиции реагентов) в условиях лаборатории на применимость к конкретному составу отложений.

3.4 Технологии удаления АСПО

1) Технология удаления АСПО скребкованием

Для удаления АСПО из эксплуатационных скважин месторождения в настоящее время используется скребкование по технологии Группы Компаний «Каскад» с использованием фрезерного скребка СФ-99, выполненного в виде установленных на валу режущих головок, которые приводятся во вращение движущимся газожидкостным потоком. Размеры и число режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений.

Базовое устройство (рисунок 3.4.1)

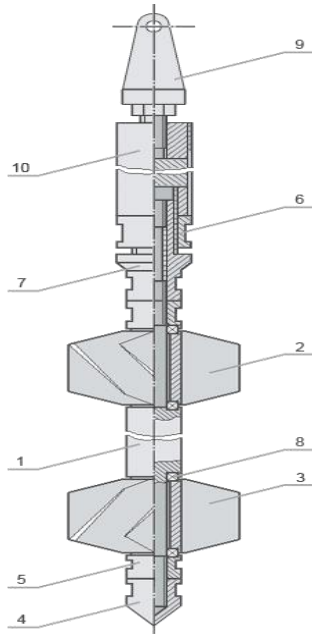


Рисунок 3.4.1 – Конструкция фрезерного скребка

Состоит из одной, двух или более секции в виде установленных с возможностью свободного вращения на валу (1) верхней (2) и нижней (3) очистных головок. Узел присоединения к тяговому органу выполнен с возможностью соединения с валом (1) непосредственно или через груз (10). В качестве тягового органа обычно используется проволока, но может быть применен кабель или тросик. Вал в нижней части имеет обтекатель (4). Свободное вращение головок (2, 3) обеспечивается за счет гарантированного зазора между ними и валом (1) и подшипником (8). Зазор регулируется упорными втулками (5). Присоединение к тяговому органу, например, проволоке обычно осуществляется с помощью подвески (вертлюжка) (9). Возможны иные варианты его выполнения. Нижняя часть корпуса подвески (9) имеет выступ для взаимодействия с ловителем, например, в случае отсоединения или обрыва проволоки. Корпус подвески (9) может быть соединен с валом (1) через наконечник (7) с контргайкой (6) непосредственно с грузом (10), либо с грузом с подвижным соединением, обеспечивающим их взаимное осевое ограниченное перемещение и ограниченное изменение угла между их продольными осями, либо и тем, и другим способом.

С целью предупреждения падения фрезы при обрыве проволоки в нижней части НКТ устанавливают специальный ловитель — противоположное кольцо. Инструмент спускается в НКТ под действием собственного веса и поднимается вверх с помощью лебедки. Восходящий поток продукции скважин выполняет две функции: обеспечивает вращение фрезерного скребка; выносит срезанные отложения в выкидную линию. Поскольку отложения разрушаются за счет вращения фрезы потоком нефти, при использовании данного метода эксплуатация скважины не прекращается. Очистка проводится в автоматическом режиме с использованием установок УДС-1, смонтированных на устье скважины. Скребок СФ-99 через лубрикатор спускается в НКТ на проволоке до глубины 1000—1500 м. Рекомендуемая периодичность очистки лифта скважин горизонтального и вертикального типов, фонтанного и насосного способов добычи методом скребкования представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Рекомендуемая периодичность очистки методом скребкования

Дебит скважины, м ³ /сут	Рекомендуемая периодичность очистки методом скребкования, сут			
	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, фонтанная, лифт 114 мм	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, вертикальная, ЭЦН, лифт 89 мм
1	2	3	4	5
50	66	9	10	15
100	41	5	10	13
200	25	3	9	10
300	19	2	9	9
400	16	2	9	9
500	14	2	8	8
600	12	1	8	8

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
700	11	1	8	7
800	10	1	7	7
900	9	1	7	7
1000	8	1	7	7

2) Технология удаления АСПО промывкой растворителем

Применение растворителей относится к одному из высокоэффективных способов удаления АСПО, поскольку практически никогда не вызывает осложнений при технологических обработках. Однако из-за значительной стоимости затраты на обработку растворителем и преимущественно в тех случаях, когда другие способы депарафинизации неэффективны. Применение растворителей рекомендуется в следующих случаях:

- промывка приемной сетки и рабочих органов ЭЦН при снижении дебита на 15 % и более;
- удаление АСПО из НКТ при глубоких отложениях АСПО (ниже 500м), когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС.

Для удаления АСПО из скважин Ванкорского месторождения рекомендуется применение растворителей Fores SA-30 (производства ООО ФОРЭС-ХИМИЯ, г. Екатеринбург) и СНПХ-7014А (производства ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань).

Обработка растворителем рабочих органов и лифта УЭЦН

При эксплуатации скважины при низких забойных давлениях (ниже давления насыщения нефти газом) на приемной сетке и в рабочих органах УЭЦН образуются АСПО, преимущественно состоящие из асфальтенов. Для

обработки приемной сетки и рабочих органов УЭЦН от отложений АСПО применяют два способа:

- продавка порции растворителя через УЭЦН промывочным агрегатом. Этот способ применяется при значительном снижении (на 25 % и более) производительности УЭЦН и повышении динамического уровня. В данном случае порцию растворителя объемом не менее 1 м³ закачивают в затрубное пространство скважины, продавливают через насос продавочной жидкостью (обычно нефть, в обводненных скважинах допускается пластовая вода). После прохождения объема растворителя через насос закачку жидкости в затруб прекращают, УЭЦН оставляют в работе. Давление закачки продавочной жидкости рекомендуется не выше 4-6 МПа. Если динамический уровень высокий, циркуляция через насос плохая, (т.е. продолжительность доведения порции растворителя до приема насоса более 0,5 часа), то на время продавки динамического уровня через насос УЭЦН останавливают во избежание перегрева погружного электродвигателя. Запускают УЭЦН после доведения порции растворителя до приема насоса.

- заливка в затрубное пространство скважины определенного объема растворителя АСПО без последующей продавки его через насос. Этот способ применяется при низких динамических уровнях, при малом погружении насоса под динамический уровень, при интенсивном поглощении пластом жидкости при промывках. При этом объем закачки колеблется от 0,3 м³ до 1,5 м³. При этом растворитель перемешивается с легкой затрубной нефтью, повышает ее растворяющую способность, в последующем прохождении через насос отмывает АСПО.

3) Обработка растворителем лифта УЭЦН

Данный способ применяется при глубоких (ниже 500 м) отложениях АСПО в НКТ, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Для

промывки лифта растворителем предпочтительны следующие варианты процесса:

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины в объеме 5-7 м³ с последующим продавливанием нефтью при работающем насосе до полного проникновения в НКТ с фиксацией выхода его на устье скважины. Скважина останавливается на реагирование агента с АСПО на 8-10 ч. Продукты обработки после пуска насоса в работу направляются в выкидную линию,

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины в количестве 2-3 объемов НКТ, после чего производится обвязка ее по схеме “НКТ - затрубное пространство”. Скважина переводится на самоциркуляцию в течение 8-10 ч. Продукты обработки направляются в выкидную линию;

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины и поступление растворителя в НКТ через клапан, установленный на глубине 500-800 м, позволяющий заполнять трубы растворителем без насоса. Скважину обрабатывают 8-10 ч, после включения насоса продукты направляются в выкидную линию.

Об эффективности обработки растворителем АСПО судят по изменению величины токовой нагрузки на станции управления УЭЦН, по изменению дебита скважины и динамического уровня в скважине. Иногда чистоту НКТ проверяют путем спуска шаблона с помощью исследовательской машины через сутки после обработки растворителем АСПО.

4) Обработки горячей нефтью

Наиболее распространенной технологией удаления АСПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления АСПО происходит растворение их в нефти

Суть технологии заключается в нагреве нефти специальным агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство скважины. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в НКТ

Технология удаления с применением горячей нефти

Технология предусматривает закачку горячей нефти в затрубное пространство без выдержки и последующая промывка горячей нефтью.

Последовательность операций:

- После выдержки завести на скважину нефть в необходимом количестве (не менее 48 м³).

- Произвести обвязку наземного оборудования по следующей схеме:

1. Автоцистерна; 2- Агрегат типа АДПМ; 3- Устье скважины

- Опрессовать нагнетательную линию на полторакратное ожидаемое рабочее давление. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Ликвидация пропуском под давлением запрещается.

- Закачать в скважину необходимое количество горячей нефти (температура не менее 100°С).

- Собрать рабочий инструмент, ликвидировать возможные разливы

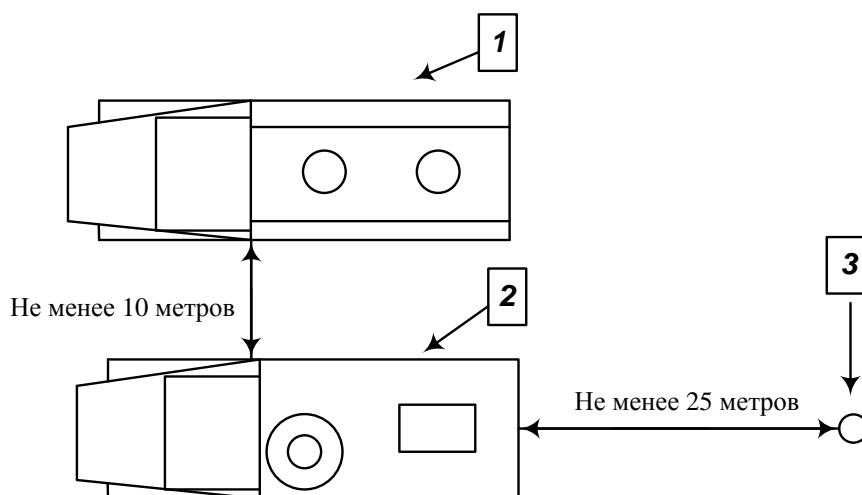


Рисунок 3.3 – Обязка наземного оборудования

Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов.

Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок;
- Малая эффективность данной технологии на Ванкорском месторождении.

4 Безопасность и экологичность

Целью раздела является систематизация информации и действующей нормативно-правовой документации, необходимой для полноценного проектирования природоохранных мероприятий с учетом особенностей природной и геологической среды участка.

Федеральный закон об основах охраны труда в Российской Федерации от 17.07.1999г. №181 устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и

направлен на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Операции, описываемые в данной выпускной квалификационной работе, выполняют бригады цеха добычи нефти и газа либо сервисные подрядные организации. Работы выполняются непосредственно на кустовых площадках, скважинах добычи нефти с привлечением парка спецтехники. Главной задачей обеспечения безопасности при выполнении работ является сохранение герметичности всех агрегатов, сосудов, фонтанной арматуры.

К физическим опасным и вредным производственным факторам относятся:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (в летний период из-за песчаного либо грунтового покрытия дорог и кустовых площадок);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, поверхностей оборудования, материалов;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная или пониженная влажность и подвижность воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества; повышенный уровень электромагнитных излучений;
- недостаточная освещенность рабочей зоны (полярная ночь);

- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли.

Химическими факторами являются токсические, раздражающие, к которым относятся попадание нефти или рабочих агентов обработок скважин на почву или работников [4].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX 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 7,4% к начисленной оплате труда [10].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке 17 Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Климат района Ванкорского месторождения 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 тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха составляет -10°C . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C .

Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м.

Среднегодовое количество осадков около 450 мм. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра $5-7$ м/с [20].

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$ [15].

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы производятся круглый год в круглосуточном режиме на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м, а также на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 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 на площадке совмещенного куста устанавливается и утверждается начальником цеха

добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях [19].

На кустовой площадке содержание вредных веществ в воздухе не превышает установленные ПДК, непредусмотренное выделение опасных газов возможно при негерметичности трубопроводов, фонтанной и запорной арматуры.

Значительное электромагнитное излучение создают кабели и генераторы наземного оборудования УЭЦН. На рабочем месте электромагнитное излучение в норме (для частот 30 кГц – 3 МГц 20000 (В/м)^2 и 200 (А/м)^2) [13].

Уровень шума и вибрации на рабочих местах при работе оборудования не превышают установленные нормы [2].

Для борьбы с влиянием шума и вибрации в единичных случаях применяют звукоизолирующие и звукопоглощающие материалы, средства индивидуальной защиты (шлемы, наушники, виброгасящая обувь, спецперчатки и т.п.).

Так как работы производятся на открытом воздухе, в темное время суток освещение территории должно быть не менее 2 лк. Прожекторы должны быть выполнены в закрытом исполнении.

При выполнении работ в ночное время в качестве аварийного освещения применяются только переносные светильники напряжением не выше 12В, во взрывозащищенном исполнении. Включение переносного фонаря для зон В-1а, В-1г должно осуществляться за пределами этих зон [15].

Для работающих имеются помещения бытового назначения, здравоохранения, питания и культурного обслуживания с температурой воздуха 22...24 °С, влажностью 40...60%, двух- или четырехразовым обменом воздуха в 1 ч [12].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.1 [1].

Таблица 4.1 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [4].

При проведении **каких?** работ используются «Сонгид» и ХПП-004.

Ингибитор/растворитель гидратообразований СОНГИД представляет собой смесь активной основы и растворителя метанола. При многократном попадании на кожу раздражающие свойства проявляются в виде умеренно-выраженного действия, имеет 3 класс опасности [17].

Ингибитор ХПП-004 представляет собой смесь фосфорорганического соединения, моноэтаноламина и оксиалкилированных спиртов и уретановых производных в смеси растворителей метанола. Легковоспламеняющаяся

жидкость. Умеренно опасно (3 класс опасности). Вредно при вдыхании паров, при приеме внутрь опасность необратимых изменений со стороны ЦНС и органов зрения. При аварийных ситуациях, ЧС, утилизации может вызвать изменения в водных экосистемах [21].

Стандартное напряжение, потребное для работы УЭЦН, составляет 380В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы [11].

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены [11].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По пожарной опасности кустовая площадка относится к категории БН, а производство относится к категории Б, т.к. используются легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [4].

Степень взрывозащиты электрооборудования 1.[6].

Возможными причинами и источниками возникновения пожара являются:

- взрыв от искры при скоплении природного газа в помещении;
- воспламенение разливов нефти.

Природные углеводородные газы образуют взрывоопасные смеси с воздухом. При концентрации газа в воздухе в пределах воспламенения и при наличии источника воспламенения произойдет взрыв.

Кроме нефти и газа в скважины непрерывно подаются ингибиторы коррозионного воздействия и солеотложения. Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость; температура вспышки от –35 до +121°C (зависит от фракционного состава и содержания в ней растворённых газов). Нефть растворима в органических растворителях и не растворима в воде, но может образовывать с ней стойкие эмульсии [7].

Перечень первичных средств пожаротушения: огнетушители пенные и водные в количестве 2 штук, огнетушители порошковые в количестве 3 штук, багор, ведро, комплект для резки электропроводов, покрывало из негорючего вещества, тележка для перевозки оборудования объемом 0,2 м³, ящик с песком.

При получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

При пожаре:

- включить систему централизованного оповещения людей о пожаре;
- объявить тревогу для членов добровольной пожарной дружины, доложить обстановку администрации объекта и в пожарную охрану;
- обеспечить эвакуацию людей из горящего помещения или объекта, соседних помещений, в которых имеется непосредственная угроза;
- организовать эвакуацию имущества и материальных ценностей;
- сообщить инженерным службам о пожаре для принятия мер по отключению систем вентиляции, включению аварийного освещения на путях эвакуации и т. д.;
- установить, включено ли оборудование систем пожарной защиты и принять меры к его включению, если возгорание произошло в помещении;

- о поступивших сигналах и принятых мерах сделать запись в специальном журнале.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод. 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.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами, такими как кислоты, щелочи, также существует сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

В жилых блоках присутствует водо- и теплоснабжение, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду- розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории- отравление газом, отравление парами

	химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении - выброс газа и разлив нефти в помещении	<ul style="list-style-type: none"> - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, вподводящих и отводных линиях	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

На рисунке 4.6.1 представлена схема действия персонала при обнаружении аварийной ситуации.

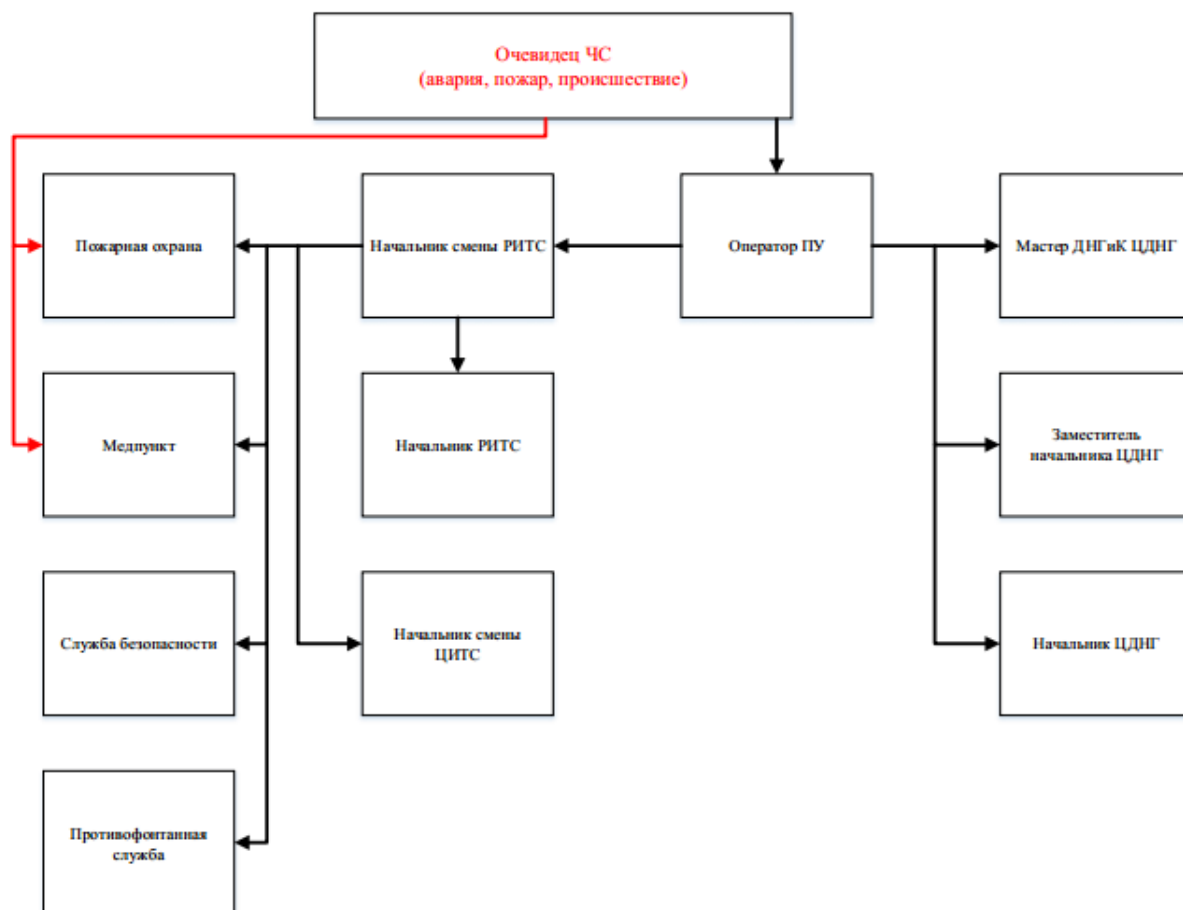


Рисунок 4.6.1 - Схема действия персонала скважины при обнаружении аварийной ситуации

В случае аварийных разливов ингибитора/растворителя гидратообразований СОНГИД, разлитый продукт необходимо засыпать песком или иным негорючим абсорбирующим материалом и поместить в контейнер для последующей утилизации [17].

Не допускается поступление ингибитора/растворителя гидратообразований СОНГИД в подземные водоносные горизонты, в подземные водоемы, канализацию, почву.

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 источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу являются: дизельные агрегаты, котельные, транспорт, сварочные посты и открытые приемные площадки сыпучих материалов.

Технические решения, направленные на минимизацию негативного воздействия на состояние атмосферного воздуха:

- использование блочно-комплектного, автоматизированного оборудования;
- использование фонтанной арматуры с классом А герметичности затвора;
- применение труб из материалов соответствующего климатического исполнения;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- стопроцентный контроль сварных соединений;
- антикоррозийная защита трубопроводов изоляцией усиленного типа, для предотвращения образования в них отверстий.

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет максимально снижено за счет технических и организационных мероприятий:

- строительство и правильное функционирование очистных сооружений производственных и бытовых сточных вод;
- замкнутая система циркуляции бурового раствора;
- контроль использования технологического оборудования;
- обваловка площадок, гидроизоляционное покрытие дна и стен шламовых амбаров и накопителей;
- оптимальный выбор участков подводных переходов через реки;

- рекультивация нарушенных пойменных земель.

Воздействие на почвенный покров может проявляться в формах:

- механическое нарушение и уничтожение покрова;
- изменение гидрологического режима;
- химическое загрязнение в результате атмосферных выбросов загрязняющих веществ и пыли, разливов загрязняющих веществ, активного рекреационного использования территории;
- развитие негативных экзогенных процессов.

Перечень природоохранных мероприятий, снижающих негативные воздействия на почвенный покров:

- строгое соблюдение границ землеотвода;
- обязательное и своевременное проведение противоэрозионных и берегоукрепительных мероприятий;
- ликвидация временных дорог и подъездов по завершении строительства;
- максимальное сохранение естественных водопропусков;

Во избежание вдыхания паров растворителей и ингибиторов во время проведения рабочих операций - замера расхода, отборе проб и т.д. необходимо находиться с наветренной стороны или использовать противогаз.

Растворители и ингибиторы АСПО при попадании на кожу вызывают раздражение кожных покровов и слизистых оболочек глаз.

Емкость хранения растворителя и ингибитора должна быть ограждена, обеспечена предупреждающими знаками и надписями. Доступ к емкости должны иметь только ответственные лица за применение и учет химреагентов, назначенных приказом по предприятию. Место хранения обеспечивается первичными средствами пожаротушения.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу емкости хранения растворителей и ингибиторов АСПО обеспечиваются дыхательными клапанами.

Категорически запрещается слив остатков растворителя и ингибитора на почву, в открытые водоемы. Для сбора остатков растворителей и ингибиторов при разборке линий необходимо использовать специальные емкости.

В случае аварийных разливов загрязненный грунт необходимо собрать и направить на утилизацию. При необходимости провести работы по рекультивации загрязненного участка почвы.

В целом воздействие на почвенный покров в границах землеотвода на этапе строительства и эксплуатации первоочередного участка Ванкора и объектов внешнего транспорта нефти может быть отнесено к категории «существенное». За границами землеотвода могут развиваться косвенные эффекты: усиление эрозии, вынос загрязнений с промышленной зоны. По масштабу они будут носить локальный характер, и иметь незначительную интенсивность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрев методы борьбы и асфальтосмолопарафиновыми отложениями в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа, нефти можно сделать вывод о том, что основным методом предупреждения асфальтосмолопарафиновыми отложениями является использование ингибиторов. Традиционно используем комбинированные методы борьбы с АСПВ, это и фрезерные скребки вместе с ингибиторами, также пробовали и горячий кабель но эффекта от него мало ввиду малой площади охвата трубы НКТ .Горячая обработка нефтью проводится тоже значительно много

Я в свою очередь предлагаю использовать устройства новейшего радиочастотного магнитогидродинамического резонансного воздействия. Применяя Депарафинезатор Шторм, мы полностью не избавляемся от Скребоквания, но снижаем количество проходок в неделю с 5 раз до 3 раз что является экономически эффективным

Думаю что в будущем будут еще лучше и эффективнее методы борьбы с осложнениями в системах добычи, подготовки и транспортировки нефти. Эта задача лежит на молодых специалистов , выпускников.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АЦН – автоцистерна нефтепромысловая
ВНК – водонефтяной контакт
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложениями
ГИС – геофизические исследования скважины
ГНК – газонефтяной контакт
ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба
ГРП – гидроразрыв пласта
ГШ – газовая шапка
ИД – индикаторная диаграмма
ЛУ – лицензионный участок
ММП – многомерзлые породы
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НГР – нефтегазоносный район
НИЗ – начально-извлекаемые запасы
НПС – нефтеперекачивающая станция
ПДВ – предельно допустимый выброс
ПДК – предельно-допустимая концентрация
ППД – поддержание пластового давления
ППУ – передвижная парообразующая установка
СВЧ – сверхвысокочастотный
УДХ – установка дозирования химреагента
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ЦИТС – центрально-инженерная техническая служба
ЦПС – центральный пункт сбора
ЧС – чрезвычайный случай

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введен 19.05.2003. – Москва : Минздрав России, 2003. – 20 с.
2. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности. – Введен 01.07.1984. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, 1983. – 15 с.
3. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ Вибрационная безопасность. – Введен 01.07.1991. – Москва : ВЦСПС, 1991. – 18 с.
4. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва : Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
5. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. – Введен 01.01.1992. – Москва : Стандартиформ, 1991. – 13 с.
6. ГОСТ Р 51330 Электрооборудование взрывозащищенное. – Введен 01.01.2001. – Москва : Стандартиформ, 2001. – 5 с.
7. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введен 01.07.2002. – Москва : Стандартиформ, 2002. – 10 с.
8. Дегтярев, Б.В Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976, с.198
9. Истомин, В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2004, с.252
10. Мусяиченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусяиченко, А.Н. Минкин. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
11. Правила устройства электроустановок. – Введен 08.07.2002. – Москва : Стандартиформ, 2002. – 20 с.

12. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва :74 Стандартиформ, 1996. – 20 с.
13. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона. – Введен 08.05.1996. – Москва :Стандартиформ, 1996. – 22 с.
14. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва :Стандартиформ, 1996. – 9 с.
15. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. –Введен 01.01.2004. – Москва :Стандартиформ, 2003. – 16 с.
16. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектирование вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. – Введен 30.04.2003. – Москва :Стандартиформ, 2003. – 15 с.
17. ТУ 2458-034 00151816-2008 Ингибитор/растворитель гидратообразований марок «СОНГИД-1801», «СОНГИД-1802», «СОНГИД-1803». – Введен 26.03.2008. – Уфа :ЗАО"Опытный завод"Нефтехим", 2008. – 11 с.
18. ГОСТ 12.1.046–85. ССБТ. Нормы освещения строительных площадок. – Введен 01.01.1992. – Москва :Стандартиформ, 1991. 15 с.
19. Типовые инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений
20. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения – Красноярск, 2012-2013
21. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.
22. Микробная коррозия и ее возбудители / Андреюк Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. - Киев: Наукова думка. - 1980. - С. 288.
23. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией

нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский // Серия “Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности”. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1979. - С. 56.

24. Методы борьбы с АСПО в условиях нефтедобычи / Булчаев Н.Д. / журнал The Second European Conference on Earth Sciences № 5, 2015, с. 56-65.