

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Разработка мероприятий по повышению производительности скважин в
условиях образования асфальтосмолопарафинистых отложений на примере
Ванкорского месторождения

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук Е.Л. Морозова
подпись, дата

Выпускник _____ М.Т. Хасанов
подпись, дата

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

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Хасанову М.Т

Группа ГБ17-03Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка мероприятий по повышению производительности скважин в условиях образования асфальтосмолопарафинистых отложений на примере Ванкорского месторождения.

Утверждена приказом по университету № 6346/С от 17.05.2021 г.

Руководитель ВКР Е.Л. Морозова, доцент, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, геологической и нормативной информации по Юрубченко – Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР:

Перечень графического материала

Руководитель

подпись

Е.Л. Морозова

Задание принял к исполнению

подпись

М.Т. Хасанов

« ____ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка мероприятий по повышению производительности скважин в условиях образования асфальтосмолопарафинистых отложений на примере Ванкорского месторождения» содержит 79 страниц, 8 рисунков, 5 таблиц, 24 источников.

АСФАЛЬТЕНЫ, СМОЛЫ, ПАРАФИНЫ, СКРЕБОК, ГОРЯЧАЯ ОБРАБОТКА, 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 метод 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 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	9
1.3 Нефтегазоносность разреза	12
1.4 Физико-химические свойства нефти.....	14
1.5 Коллекторские свойства продуктивных пластов и вмещающих пород и покрышек	18
1.6 Запасы нефти и газа	20
1.7 Выводы по геологической части	22
2 Технологическая часть	23
2.1 АСПО.....	23
2.1.1 Общие сведения о АСПО	23
2.1.2 Факторы, влияющие на процесс образования АСПО	25
2.1.3 Методы предотвращения образования АСПО	26
2.2 Технологии удаления АСПО	32
2.2.1 Технологии удаления АСПО растворителем	33
2.2.2 Тепловые технологии удаления АСПО	34
2.2.3 Технология удаления АСПО скребкованием.....	36
2.2.4 Технология применения электрического греющего кабеля для предотвращения образования АСПО	38
3 Специальная часть.....	43
3.1 Сведения об АСПО на Ванкорском месторождении	43
3.2 Технологии предупреждения АСПО.....	44
3.2.1 Применение НКТ с защитным покрытием	44
3.2.2 Применение ингибиторов АСПО	47

3.3 Технология задавки ингибитора в ПЗП	48
3.4 Технология непрерывного дозирования ингибитора с помощью УД (УДХ)	51
3.5 Ингибиторы АСПО	52
3.5.1 Смачивающие ингибиторы	52
3.5.2 Модификаторы и депрессаторы.....	53
3.5.3 Моющие ингибиторы.....	54
3.6 Технологии удаления АСПО	56
3.6.1 Технология удаления АСПО промывкой растворителем	56
3.6.2 Тепловая технология удаления АСПО	57
4 Безопасность и экологичность.....	62
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	62
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	63
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	64
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	66
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	67
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	69
4.7 Экологичность проекта.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтегазовых, газонефтяных месторождений одной из основных задач перед работниками нефтегазовой отрасли является борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Асфальтосмолопарафиновые отложения встречаются во всех регионах добычи нефти и газа, что существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования. Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: солеотложения (13%), асфальтосмолопарафиновые отложения АСПО (19%), и коррозия погружного оборудования (11%). Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли.

Борьба с отложениями ведется по двум направлениям: удаление уже сформировавшихся осадков и профилактика осложнений. Рациональное сочетание этих двух направлений позволяет достичь максимального технологического эффекта в борьбе с осложнениями.

Целью дипломного проекта является анализ существующих методов борьбы с отложениями и разработка наиболее эффективного метода для повышения производительности на Ванкорском месторождении .

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

В географическом отношении Ванкорское месторождения находится в центральной части Нижне-Енисейской возвышенности на северо-восточной окраине Западно-Сибирской плиты.

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. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД № 10891 НР от 16.05.2000 г.) (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. 100 м). 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.

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 °С.

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 см при средней многолетней температуре этого региона -8,7 °С.

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

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

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

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 (рисунок 1.1) 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.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

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

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 ($Hx-III$, $Hx-IV$), общей толщиной около 80 м, а в верхней

части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине №ВН-4 до 441 м.

Суходудинская свита ($K_{1v_1} - h$) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13-ти песчаных пластов, в том числе до десяти газоносных (С-Соленинское, Ю-Соленинское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевриты серые и темно-серые, плотные, песчаные. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицпод, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет от 548 до 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. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты от 256 до 261 м.

Яковлевская свита ($K_{1a_1a_{13}}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевритов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей.

С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно

серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты от 432 до 441 м.

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

Отложения долганской свиты ($K_{1a_{13}} - K_2s$) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III.

Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K_2t_1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганский свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

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

Отложения салпадаяхинской и танамской свит ($K_2kr - m$) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов

светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

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

1.3 Нефтегазоносность разреза

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

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

Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине №СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сут 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/сут 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 6мм 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 минус 1643, а ГНК – минус 1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 × 9 км, высота – 70 м.

Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6-ти скважинах, в 3-х 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 × 10 км, высотой 85 м. Водонефтяной контакт принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине №ВН-5 минус 2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках минус 2543- 2565 м, а на крыльях и периклиналях – минус 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 шести скважинах. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках минус 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 2753-2760 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 м 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 четырёх 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 × 7 км, высота газовой шапки около 70 м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

1.4 Физико-химические свойства нефти

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в семи скважинах.

Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По пласту Нх-I была отобрана одна проба в скважине №Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны семь проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано пять проб из трех скважин, все пробы являются представительными. 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 м³/м³ (среднее 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як – II – VII	Нх – I	Нх – III – IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	9	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	25,3	115,5	109,8
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при Р _{пл} и t _{пл} -однократное разгазирование, доли ед. -дифференциальное разгазирование, доли ед.	- 1,21	- 1,54	1,30 1,27
Объемный коэффициент при Р _{нас} и t _{пл} -однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при Р _{нас} и t _{пл} , г/см ³ -однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 200 С, г/см ³	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Р _{пл} и t _{пл} , мПа·с	24,4	0,98	1,1

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 м³/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 шести 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 пяти скважинах по десяти 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 скважины №Внк-9.

По данным исследования скважины №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 относятся 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. 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 относятся 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.

1.5 Коллекторские свойства продуктивных пластов и вмещающих пород и покрышек

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 алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керна 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.

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 нуля (фильность) до единицы (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными. Значения коэффициентов смачиваемости приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Значения коэффициентов смачиваемости

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

Вытеснения нефти исследовалась 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. 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 по данным (рисунок 1.3) отвечают величины коэффициентов вытеснения (при вытеснении водой) равные 0,575; 0,500; 0,720.

Результаты экспериментов приведены на рисунке 1.2.

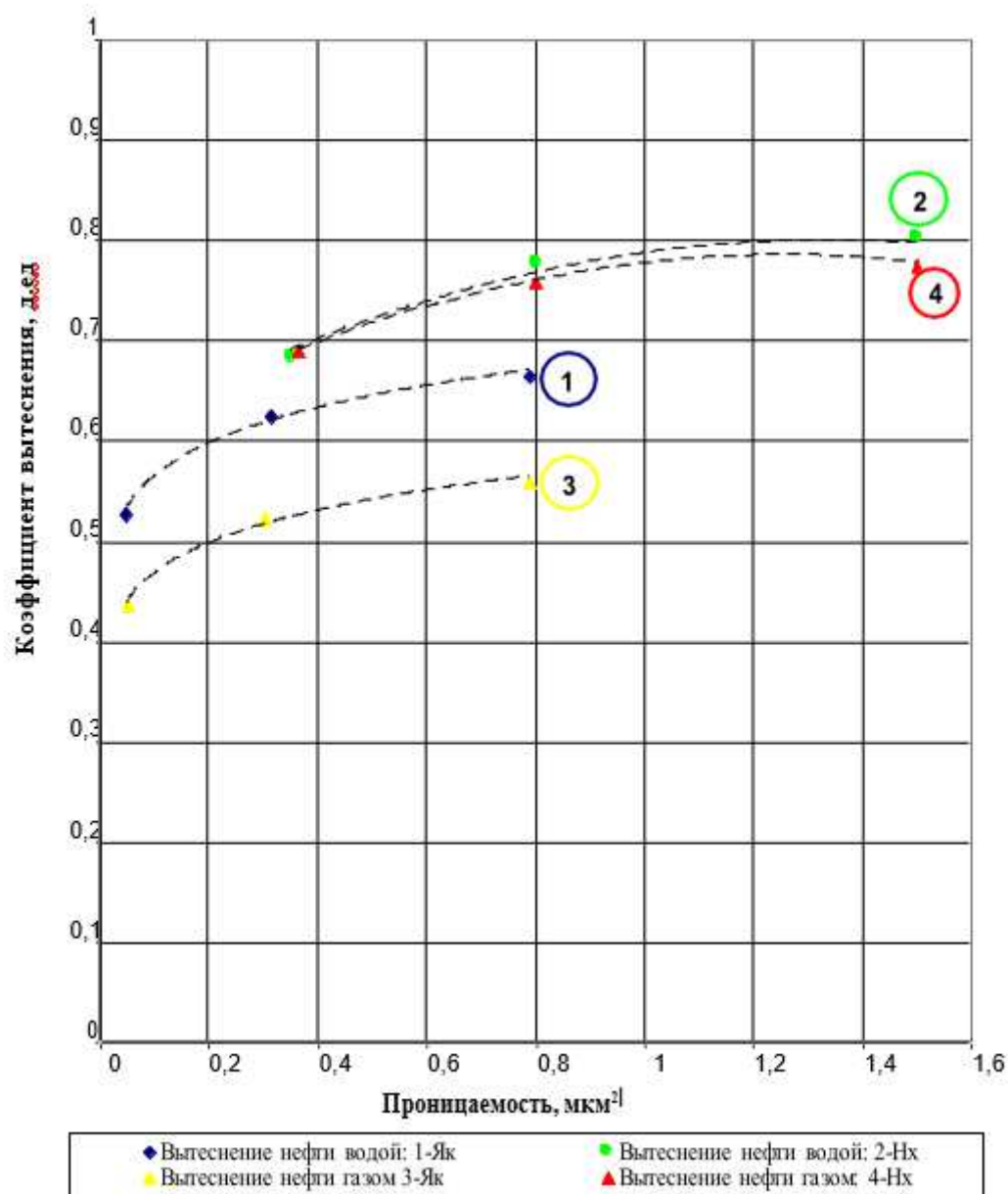


Рисунок 1.2 - Состояние оценок коэффициентов вытеснения и проницаемости насыпных моделей

1.6 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся

невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

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

1. Нефть (балансовые/извлекаемые) тыс.т.:

– категория C1 – 112966/41524;

– категория C2 – 452065/145141;

2. Растворенный газ, млн. м³:

– категория C1 – 2811;

– категория C2 – 10476;

3. Свободный газ и газ газовых шапок, млн. м³:

– категория C1 – 28187;

– категория C2 – 57248;

На баланс ООО «Таймырнефть»:

1. Нефть (балансовые/извлекаемые) тыс.т.:

– категория C2 – 126655/40272;

2. Растворенный газ, млн. м³:

– категория C2 – 2699;

3. Свободный газ и газ газовых шапок, млн. м³:

– категория C2 – 4380.

По категориям распределение запасов нефти и газа выполнено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных пластов. При этом использованы общепринятые принципы. Категория C₁ выделена на участках залежей, охарактеризованных данными опробования с получением промышленных притоков нефти. Там, где нефтенасыщение установлено только по данным ГИС, запасы отнесены к категории C₂.

1.7 Выводы по геологической части

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 при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м.

Ванкорское месторождение представляет собой сложный объект с аномальными значениями температуры и давления, сложно построенными коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, имеющих состав флюидов.

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. нефти, а извлекаемых – 41524 тыс. растворенный газ балансовых – 28187млн. м³ категория С₁.

Повышение продуктивности и геолого-экономической эффективности работ требует сохранения коллекторских свойств скважин на максимальном уровне, что, в свою очередь, подразумевает создание специальных технологий и технических средств.

2 Технологическая часть

2.1 АСПО

2.1.1 Общие сведения о АСПО

В период добычи нефти, одной из проблем возникающих перед нефтяниками является асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), вызывающие осложнения при дальнейшей работе скважин и нефтепромыслового оборудования.

Накопление асфальтосмолопарафиновых отложений в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

Отложения представляют собой твёрдую смесь углеводородов, схожую по структуре с густой мазеобразной субстанцией, тёмно-коричневого или чёрного цвета. Основными компонентами состава являются асфальтосмолистые вещества (АСВ) (20-40 % масс.) и парафины (20-70 % масс.), а также присутствуют силикалегевая смола, связанная нефть и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды. Также в составе могут присутствовать оксиды металлов в незначительном количестве (ванадий, железо). Они способны образовывать комплексы с макромолекулами поверхностно-активных веществ, тем самым усиливая межмолекулярные взаимодействия, происходящие внутри отложений. Нефтяные парафины в АСПО являются основной долей отложений. Представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии. Также могут находиться во взвешенном или кристаллическом

агрегатном состоянии при условиях транспортировки нефти, отличающихся от пластовых.

Асфальтены, входящие в состав АСПО – это аморфные хрупкие углеводородные соединения тёмно-бурого и чёрного цвета. Содержат в своем составе преимущественно углерод (до 86%), водород (до 9%), серу (0,5-9%), азот (до 2%) и кислород (до 10%). Содержание самих асфальтенов в нефти варьируется от 1 до 20 % в зависимости от условий. При нагревании до 300 °С переходят в пластическое состояние, а при температуре свыше разлагаются с выделением газа, жидких веществ и твёрдого остатка. По сравнению со смолами обладают меньшей растворимостью, но ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, сероуглерод, хлороформ и тетрахлорметан способны растворять асфальтены.

Механизм образования АСПО представляет собой совокупность физических и химических процессов, происходящих на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти и в призабойной зоне пласта, сопровождающихся выпадением и накоплением твёрдой органической фазы. Также эти процессы называются механизмом «парафинизации», так как источником возникновения отложений служат молекулы парафина, которые растворены в нефти, выстраивающие твёрдую кристаллическую решётку. Существует два типа механизма образования АСПО.

Первым механизмом является «осадочно-объемная теория», которая заключается в том, что кристаллы парафина зарождаются непосредственно в потоке флюида. Они пробивают слой движущейся жидкости и постепенно оседают на внутренней поверхности металлических труб, образуя слой органических соединений.

Вторым механизмом является кристаллизационно-поверхностный. Его суть заключается в том, что процесс кристаллизации парафиновых углеводородов и их накопления происходит непосредственно на стенках

металлических поверхностей НКТ. Существенную значимость в осаждении кристаллов парафина на стенках нефтепромыслового оборудования имеют газовые глобулы, транспортирующие кристаллы к стенкам труб с последующим разрушением самих глобул.

2.1.2 Факторы, влияющие на процесс образования АСПО

Вследствие движения нефтяной системы от забоя скважины к её устью происходит снижение давления в самой скважине. В призабойной зоне пласта изменения происходят от периферии к центральной части. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы. Начинает увеличиваться объём газовой фазы, что сказывается на уменьшении стабильности жидкой фазы и образовании кристаллов парафиновых углеводородов. Парафины начинают выделяться из нефти, если давление насыщения нефти газом начинает превышать давление на забое, за счет этого происходит выделение лёгких углеводородных фракций.

Непрерывное снижение температуры потока происходит в стволе скважины и в НКТ вследствие теплоотдачи в горные породы, а также при транспортировке по трубопроводу по причине контакта с охлажденной металлической поверхностью, что приводит к выделению кристаллов парафиновых углеводородов. Градиент температур при этом направлен к центру трубы и по направлению теплопередачи происходит отложение образовавшихся кристаллов на поверхности под действием молекулярной диффузии. Чем больше градиент температур между окружающей средой и нефтяным потоком, тем больше количество образовавшихся АСПО

На интенсивность формирования отложений влияет скорость движения газожидкостной смеси. Ламинарный режим течения жидкости характеризуется низкими скоростями потока. Вследствие медленного переноса вещества, формирования АСПО происходит с меньшей

интенсивностью. При турбулентном режиме течения, скорость движения потока возрастает, как и интенсивность осадкообразования и достигает своего максимума при критических значениях числа Рейнольдса. Но при достижении скорости значений максимума, скорость накопления убывает.

Прочность сцепления ПУ со стенками труб зависит от свойств поверхности, её состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На начальной стадии осадконакопления прослеживается основное влияние качества обработки металлических поверхностей. Шероховатости и микронеровности поверхности труб выступают в роли очагов вихреобразования, которые интенсифицируют перемешивание жидкости и замедление скорости потока. В результате чего начинает выделяться газ и парафин, увеличивается адгезия кристаллов парафиновых углеводородов на внутренней поверхности стенок.

Интенсивность формирования и состав отложений во многом зависит от компонентного состава нефти и от содержания в ней асфальтенов, смол и парафинов. Благодаря различным исследованиям было установлено, что менее склона к формированию прочных парафиновых отложений нефть с высоким содержанием в своем составе нафтеновых и ароматических углеводородов в отличие от нефти, где преобладают соединения нормального метанового ряда или парафинового. Компоненты в нефти определяют растворяющую способность системы по отношению к парафиновым углеводородам

2.1.3 Методы предотвращения образования АСПО

Тепловые методы основаны на температуре плавления парафиновых углеводородов, которая составляет примерно 50 °С. Искусственное увеличение и поддержание температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твёрдых углеводородов в стволе скважины и ПЗП применяется

при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Метод осуществляется путем применения греющего кабеля и электронагревателей. В призабойной зоне пласта применяют термит, который способен нагреваться до 2400 °С при высокой температуре горения. Удаление отложений проводится закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, вода), а также обработкой паром. Однако данные методы являются энергозатратными, пожароопасными и обладают низкой эффективностью

Механические методы борьбы с АСПО предполагают периодическое удаление уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Способы механической борьбы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие.

Для предотвращения образования отложений используют физические методы борьбы, включающие в себя воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые создают условия для разрушения структуры асфальтосмолопарафиновых веществ. Воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний вызывают в области образования отложений колебания, вследствие чего возникают их микроперемещения, препятствующие осаждению АСПО на стенках оборудования. Частицы, которые при этом выделяются из нефти уносятся нефтяным потоком. В движущемся нефтяном потоке присутствуют ферромагнитные субмикронные частицы соединений железа, концентрация которых варьируется в пределах от 10 до 100 грамм на тонну. И в результате воздействия магнитных волн данные агрегаты разрушаются, что влечет за собой увеличение количества центров кристаллизации кристаллов ПУ. При этом снижается скорость роста отложений, так как размеры частиц кристаллов уменьшаются. Также исследования при использовании данного метода подтверждают рост дебита

скважин, который связан с появлением газлифтного эффекта, вызванным образованием микропузырьков газа в центрах кристаллизации. Однако данный метод не получил широко распространения, так как негативно влияет на прочность резьбовых соединений НКТ. Магнитные поля, применяемые для предотвращения формирования АСПО, получили широкое распространение после 2000 годов вместе с появлением высокоэнергетических магнитов, которые изготавливались на основе редкоземельных материалов.

Одними из наиболее распространённых и перспективных методов предупреждения образования отложений, а также их удаления являются химические методы борьбы. Существуют различные виды закачки химических реагентов, которые основываются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, включающие ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители – для удаления, сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. Эффективность данного метода высокая, не смотря на большие экономические затраты.

Для предупреждения образования АСПО применяют защитные покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования.

Выделяют также микробиологические методы удаления АСПО, которые основаны на жизнедеятельности бактерий в углеводородной среде. Данные методы можно сравнить с химическими, однако микробиологические являются более лёгкими в выполнении. Ограничениями использования способа очистки являются специфичные условия, в которых могут существовать микробы. Однако разрабатываемые месторождения отличаются по показателям и условиям разработки. Парафиновые отложения могут вызывать такие проблемы, как блокировка потока, вследствие закупорки трубопроводов; увеличение вязкости жидкости; технически сложное удаление отложений; проблемы утилизации накопленного парафина и др. Поэтому на практике

применяют методы предупреждения и удаления АСПО, которые дополняют друг друга.

Методы предупреждения образования отложений АСПО. Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Использование данных покрытий еще на проектной стадии разработки позволяет сделать внутреннюю поверхность труб гладкой и замедлить накопление АСПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

Защитные покрытия состоят из гидрофильного материала (полярного), обладающего слабой адгезионной способностью к отложениям парафина и гладкой поверхностью. В зависимости от условий эксплуатации скважины, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы. Широко применяются полярные (гидрофильные) материалы, обладающие гладкой поверхностью, диэлектрической проницаемостью 5-8 единиц и низкой адгезией, такие как стекло и стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и др. Чем выше полярность (гидрофильность) материала, контактирующего с нефтью, тем ниже сцепляемость АСПО с поверхностью контакта.

Физические методы предупреждения образования асфальтосмолопарафинов основаны на исследовании структуры и свойств отложений, а также на механизме их образования. Они включают в себя тепловые методы, воздействие электрических, магнитных и акустических полей.

Тепловые методы предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

При использовании установки прогрева скважин (УПС) внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, строительная длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения (рисунок 2.1).

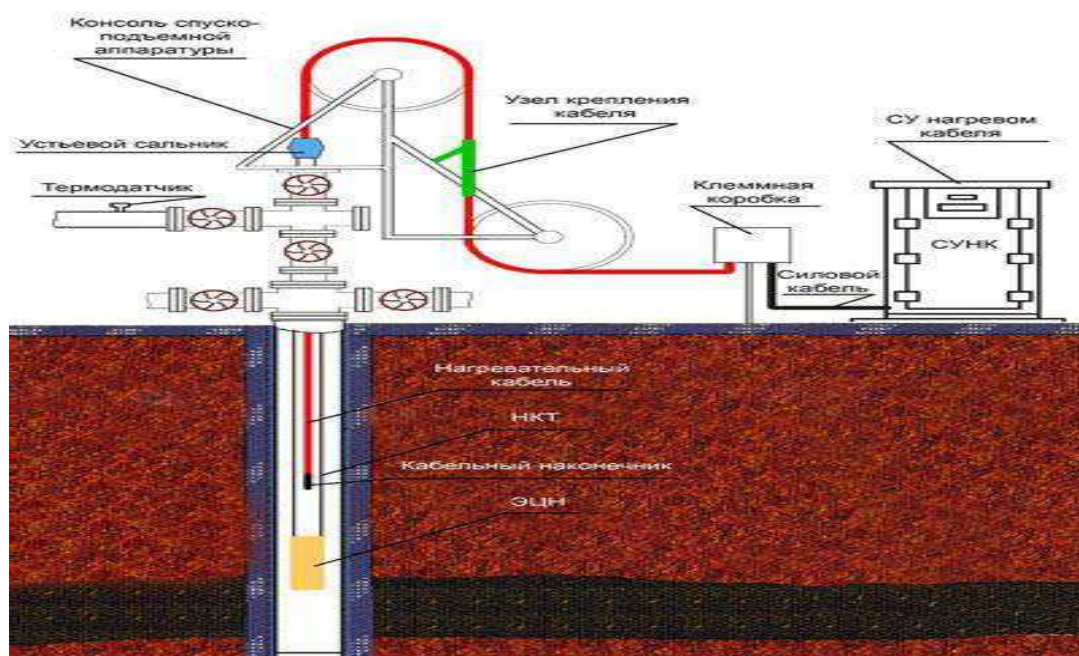


Рисунок 2.1 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель помещен внутрь НКТ)

Акустические методы борьбы с АСПО являются вибрационными методами, применяемыми для предупреждения и удаления отложений. Методы основаны на создании ультразвуковых и низкочастотных колебаний в области парафинообразования, тем самым воздействуя на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещения и разрушение. Выделяющийся из нефти парафин не оседает на поверхности труб и уносится нефтяным потоком.

Одним из наиболее перспективных физических методов предупреждения образования АСПО является магнитная обработка с использованием специальных магнитных устройств. Влияние магнитного поля, создаваемое данными устройствами, приводит к изменению физикохимических свойств газожидкостной смеси. Сущность метода заключается в перекачке водонефтяной эмульсии через рабочий зазор магнитного контура, вследствие этого происходит резкое увеличение числа центров кристаллизации парафинов за счет разрушения агрегатов природных ферромагнитных микрокристаллов железа. В результате кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной устойчивой взвеси. Скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твёрдую фазу кристаллов парафина. Действие магнитного поля при этом не изменяет химический состав водонефтяной эмульсии, но изменяет поверхностную активность асфальто-смолистых комплексов (АСК) так, что находящиеся вокруг молекулы углеводородов образуют более упорядоченную и уплотнённую упаковку.

Для создания магнитного поля используются магнитные камеры МК200П-40 и других модификаций, а также активаторы магнитные АМС-73, АМС-60, производимые и используемые ЗАО «Геопромысловые новации».

Наиболее прогрессивным методом предупреждения образования АСПО является применение химических реагентов. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового

оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.

Химический метод базируется на дозировании специальных реагентов в добываемую продукцию, что способствует уменьшению или полному предотвращению образования отложений. Для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на стадии фазового перехода компонентов из жидкого состояния в твердое. Для применения ингибирования, химические реагенты должны соответствовать некоторым критериям:

- не влиять на ухудшение подготовки нефти и воды;
- иметь достаточно низкую температуру застывания для использования на месторождениях Западной Сибири в зимний период (около -50°C);
- обладать хорошей эффективностью предотвращения образования АСПО при расходе ингибитора 100-300 грамм на тонну нефти.

2.2 Технологии удаления АСПО

В настоящее время для борьбы с АСПО в скважинном и нефтепромысловом оборудовании широко применяются механические, химические, термические, а также новые способы, среди которых использование методов лакокрасочных покрытий трубы, применения магнитных полей, акустики и вибровоздействия.

Механический способ депарафинизации глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков, укрепленных на колонне насосных штанг, ручных лебедок со скребками и др.

Химическим методом является доставка химического реагента (различного рода растворителей) в НКТ и реагирования его с АСПО.

К термическим способам относят прогрев труб паром в скважине или после извлечения их на поверхность; промывку колонны насосных труб путём

закачки в них горячей нефти, нагреваемой на поверхности; прогрев труб электрическим кабелем или погружными электронагревателями, постоянно находящимися в скважине и включаемыми на период депарафинизации; ликвидацию парафиновых пробок «греющимся снарядом» на кабеле другие способы.

Следует отметить, что применение для удаления АСПО тепловых методов должно быть оптимизировано. При недостаточном прогреве АСПО не расплавляются, а только размягчаются и стекают вниз по поверхности НКТ, увеличивая толщину парафиновых отложений в нижней части скважины. Более тугоплавкие АСПО, размягченные до вязкопластичного состояния, затем стареют и еще труднее поддаются удалению. Кроме того, они создают более благоприятные условия для новых отложений. Растворённые при тепловой обработке в нагретой нефти АСПО при её охлаждении в выкидных линиях способны вновь отлагаться на стенках трубопроводов.

2.2.1 Технологии удаления АСПО растворителем

В качестве реагентов – растворителей АСПО используют индивидуальные растворители и многокомпонентные ставы, которые обладают большой растворяющей способностью АСПО. В некоторых случаях для повышения эффективности операций по удалению АСПО растворитель подогревают или его подают вместе с паром.

Выбор растворителя АСПО на каждом месторождении индивидуален и зависит от состава отложений, прочности осадка, способа эксплуатации скважин. Наиболее эффективны многокомпонентные композиции, содержащие одновременно парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды. При удалении отложений химические реагенты подают через затрубное пространство или непосредственно в насосно-компрессорные трубы. В процессе очистки скважинного оборудования реагент может

находиться в статическом контакте с АСПО. Время контакта растворителя и отложений колеблется от нескольких до 24 (и более) часов.

В качестве удалителей АСПО предложено использование широкого ряда углеводородных композиций. Из индивидуальных органических растворителей наибольшее распространение получил толуол. Используются растворители природного происхождения – газоконденсат, газовый бензин, смесь жирных нефтяных газов, легкая нефть. Это, преимущественно, легкие фракции парафиновых углеводородов C_4 - C_8 . Однако, в связи с тем, что парафиновые углеводороды плохо растворяют смолы и асфальтены, эффективность их не велика.

В качестве удалителей на водной основе применяют моющие смеси, отмывающие АСПО, за счет диспергирования. Моющие составы способны создавать на твердых поверхностях гидрофилизирующие пленки, способные замедлять скорость повторного образования АСПО.

Преимущества технологии:

- простота реализации;
- при правильном подборе растворителя удаляются все АСПО.

Недостатки технологии:

- высокая пожароопасность растворителя;
- высокая стоимость растворителя.

2.2.2 Тепловые технологии удаления АСПО

Удаление АСПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет:

- расплавления и последующего растворения массы АСПО в потоке горячей нефти при повышении температуры;

– снижения сил сцепления отложений на поверхности контакта с металлической трубой, отделения АСПО массы и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости.

Основным критериями, определяющими эффективность протекания процесса депарафинизации является – поддержание линейного давления на безопасном уровне.

При этом жидкость теплоноситель должна удерживать АСПО в объеме после снижения температуры до 20 °С и ниже.

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

Преимущества технологии:

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

Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок.

Сущность 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 и в затрубное пространство. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в НКТ.

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

Обработки горячей водой и паром являются менее распространенной технологией удаления АСПО по сравнению с обработкой горячей нефтью. Технология заключается в подачи в скважину разогретого пара или воды. Для удержания в объеме АСПО в воду добавляют специальные реагенты диспергаторы.

Опыт применения пара для депарафинизации скважин показал свою низкую эффективность и в настоящее время не используется.

Применение горячей воды с добавлением ПАВ наиболее перспективный метод. Основным преимуществом воды по сравнению с нефтью является ее повышенная теплоемкость. Недостатком технологии является то, что без добавления специальных ПАВ вода не способна удерживать в своем объеме расплавленные АСПО. Основным риском применения водных растворов ПАВ является то, что при низких забойных давлениях и низкой проницаемости пласта возможно образование «водных барьеров» в результате чего может произойти снижение продуктивности скважины.

2.2.3 Технология удаления АСПО скребкованием

Технология удаления АСПО с помощью скребков заключается в спуске НКТ специального скребка с последующим подъемом на поверхность. При использовании данной технологии на месторождениях с тугоплавкими отложениями возможно применение специализированных нагреваемых скребков. Определение частоты перемещения скребка зависит от скорости оседания АСПО, эффективности удаления парафина. Начинают с высокой частоты хода скребка и постепенно переходят к низкой по мере удаления парафина.

Преимущества технологии:

– безреагентный метод.

Недостатки технологии:

– возможно залипание скребка (потеря инструмента).

Для реализации технологии необходимо использования специализированного комплекса (передвижного или стационарного), оборудованного лебедкой для спуска и подъема скребка.

Базовое устройство (рисунок 2.2) 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. 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).

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.

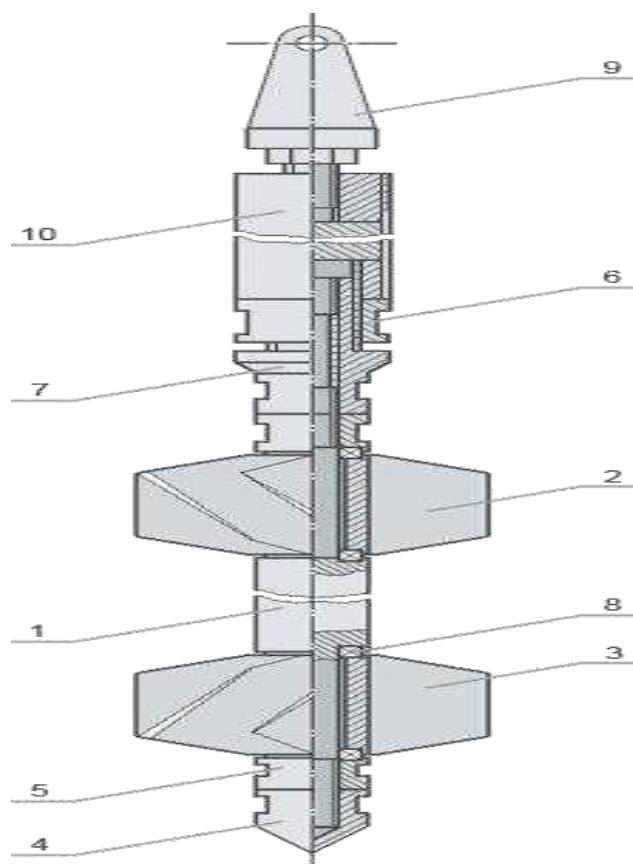
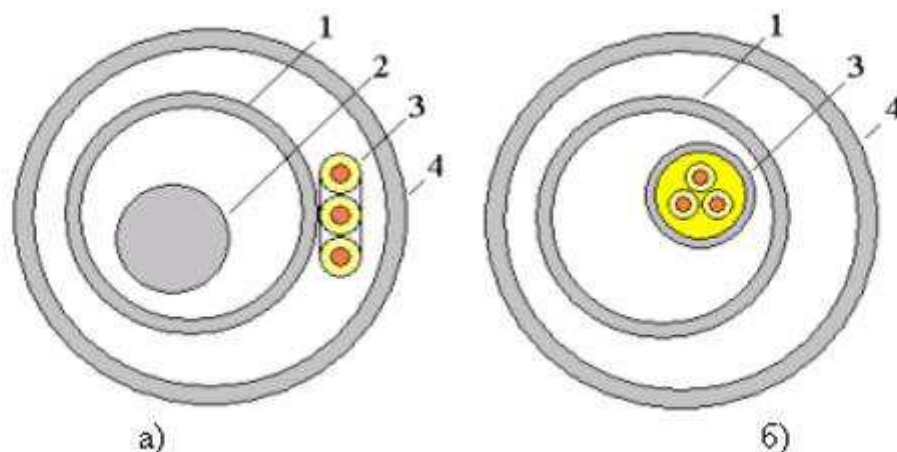


Рисунок 2.2 – Конструкция фрезерного скребка

2.2.4 Технология применения электрического греющего кабеля для предотвращения образования АСПО

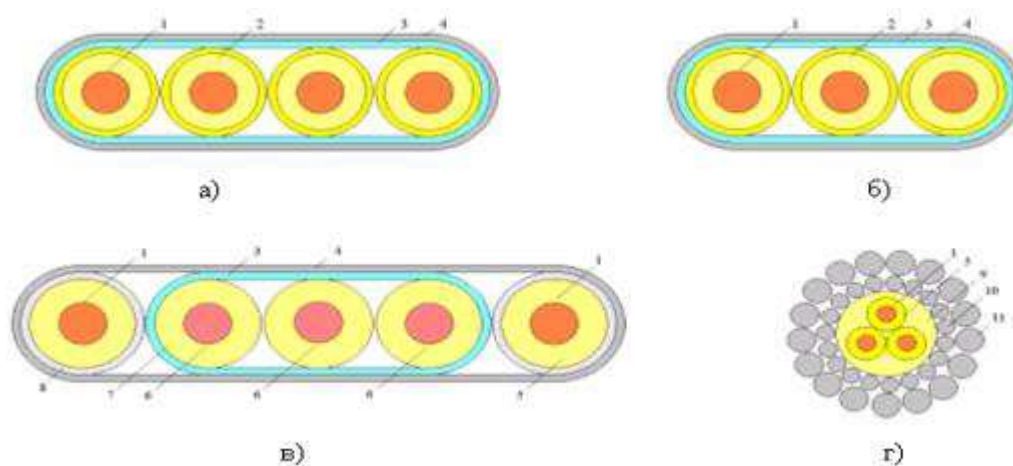
Применение того или иного греющего кабеля определяется способом добычи нефти. Для скважин, оснащенных ШГН, нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ ЭЦН, а также фонтанных и газлифтных нагреть скважинную жидкость можно с помощью самонесущего нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ (рисунок 2.3) через лубрикатор.



а) скважина с ШГН, б) скважины с ЭЦН, фонтанные и газлифтные: 1 – насосно-компрессорные труба; 2 - штанга насоса; 3 - кабель; 4 - обсадная колонна

Рисунок 2.3 – Расположение нагревательных кабелей в скважине

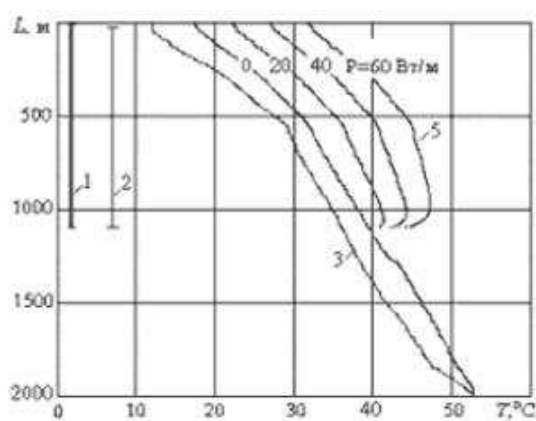
На рисунке 2.4 представлены кабели, которые могут быть использованы для нагрева нефтяных скважин для предотвращения АСПО. Плоские трех- и четырехжильные кабели монтируются на внешней поверхности НКТ. Трехжильный кабель подключается к регулируемому трехфазному источнику питания, четырехжильный – к регулируемому источнику питания постоянного тока. Самонесущий нагревательный кабель опускается в НКТ. В скважинах снабженных ЭЦН имеет смысл применить кабель, в котором силовые жилы и жилы нагрева имеют общую броню. Нагревательно-силовой кабель дешевле, чем два кабеля (силовой и нагревательный) в отдельности.



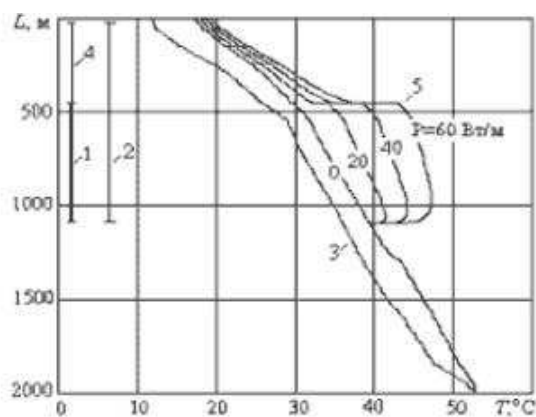
а) и б) плоские нагревательные кабели; в) комбинированный нагревательно-силовой кабель; г) самонесущий нагревательный кабель: 1 – нагревательная жила, 2 – двухслойная изоляция из полимерного материала с обмоткой, 3 – подушка под броню, 4 – броня из стальной оцинкованной профилированной ленты; 5 – изоляция нагревательная жила из полимерного материала; 6 – три силовые жилы; 7 – изоляция силовых жил; 8 – металлический теплоотводящий экран; 9 – оболочка, 10, 11 – двухслойная броня из стальных оцинкованных проволок

Рисунок 2.4 – Поперечное сечение кабелей

На рисунке 2.5 для сравнения представлены два варианта: нагревательный кабель расположен от начала выпадения парафина до устья (рисунок 2.5 а) и на части интервала выпадения парафина (рисунок 2.5 б). В том и другом случае интервал выпадения парафина находится в пределах от 1100 до устья.



а)



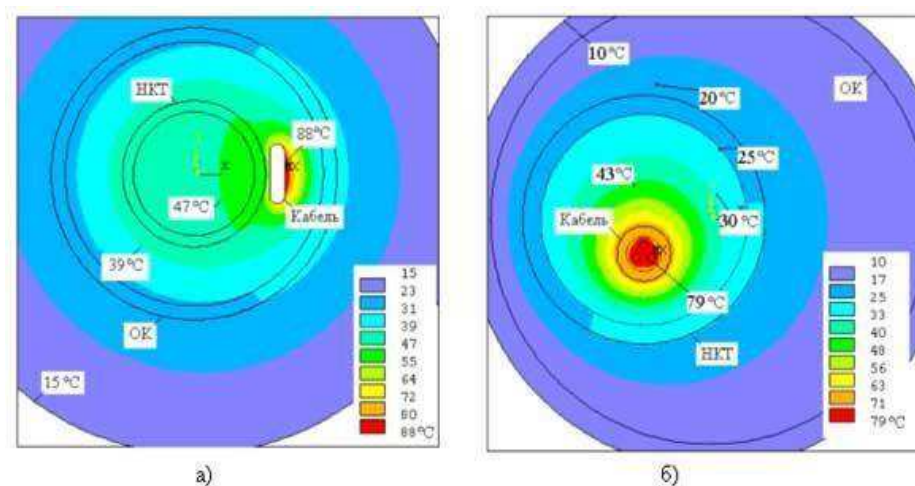
б)

1 – нагревательный кабель; 2 – интервал выпадения парафина; 3 – геотерма; 4 – подводный кабель; 5 – температура скважинной жидкости при различных мощностях

Рисунок 2.5 – Распределение температуры по глубине скважины с нагревательным кабелем

На рисунке 2.5 видно, что по мере увеличения мощности температура на устье скважины растет. Например, при мощности 60 Вт/м температура на устье равна 32 °С (рисунок 2.5 а), в то время как во втором варианте (рисунок 2.5 б) температура скважинной жидкости на устье почти не зависит от подводимой мощности. По этой причине нагревательный кабель целесообразно располагать от начала интервала выпадения парафина до устья, а не только на интервале выпадения парафина.

На рисунке 2.6 дан сравнительный анализ двух вариантов. Видно, что при мощности 100 Вт/м температура нефти в НКТ составит 47 °С, в то время как при нагреве самонесущим кабелем, расположенным в НКТ, - 43 °С при мощности 24 Вт/м. Следовательно, нагрев кабелем, расположенным внутри НКТ, требует в несколько раз меньшей мощности, чем нагрев кабелем, расположенным снаружи НКТ. Плотности тепловых потоков в кабеле представлены в работе.



а) при мощности 100Вт/м для кабеля, расположенного с внешней стороны НКТ; б) при мощности 24Вт/м для кабеля, расположенного внутри НКТ

Рисунок 2.6 – Распределение температуры в поперечном сечении скважины

3 Специальная часть

3.1 Сведения об АСПО на Ванкорском месторождении

С началом промысловых работ на месторождении одним из основных проблем в дальнейшей работе является образование АСПО. 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 $C_{21,3}H_{44,6} - C_{27,4}H_{56,8}$.

Применяемые методы борьбы с АСПО подбираются с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения. Существует два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением: предотвращение отложений парафина (превентивный подход) и различные методы удаления отлагающегося парафина.

Ванкорское месторождение сложено карбонатными трещиноватыми породами-коллекторами, оно входит в область массивно-островного

распространения многолетнемерзлых пород (ММП) и глубокого сезонного промерзания грунтов. Ванкорское месторождение является относительно молодым месторождением. Добыча нефти ведется фонтанными механизированным способами (УЭЦН). Рассмотрим методы борьбы с АСПО при данных способах добычи нефти.

Метод предотвращения парафиноотложения и технология его применения выбираются в зависимости от характеристик нефтяного пласта: эффективной толщины, фильтрационно-емкостных свойств породы коллектора (проницаемость, пористость), содержания и состава глинистого материала и адсорбционно-десорбционных свойств. Для очистки поверхности труб используют следующие методы: покрытия поверхности труб использование физических полей, вибрационные и химические.

3.2 Технологии предупреждения АСПО

3.2.1 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.

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 3.1. 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 3.1 – 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

Окончание таблицы 3.1

Условный диаметр трубы, мм	Условный диаметр трубы, мм	Условный диаметр оправки, мм	Условный диаметр оправки, мм
102	6,5	83,9	
114	7,0	95,6	

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.

3.2.2 Применение ингибиторов АСПО

Подачу ингибитора АСПО в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующим образом:

- 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.

3.3 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 цементируочный 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 продавочного объема жидкости производят с целью проталкивания ингибитора глубже в пласт. Для вытеснения раствора ингибитора рекомендуется использовать 2%-ный раствор KSCl 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:

$$V_{\text{пред}} = 0,3 \cdot h_{\text{перф}}, \quad (3.1)$$

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

$h_{\text{перф}}$ – 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». 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:

$$M_{\text{ингл}} = 3 \cdot C_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}} \cdot T_{\text{в}} \cdot 1000^{-1}, \quad (3.2)$$

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, $\text{м}^3/\text{сут}$ (примерно т/сут);

$T_{\text{в}}$ – планируемое время «выноса» ингибитора коррозии из пласта, сут.

Объем продажной жидкости V , м^3 , вычисляется по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot H_{\text{пл}} + V_0 + V_1, \quad (3.3)$$

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;

$H_{пл}$ – 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.

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

3.4 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:

$$G = 1000^{-1} \cdot C_{и.к} \cdot Q_{ж}, \quad (3.4)$$

где $Q_{ж}$ – количество жидкости;

$C_{и.к}$ – 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 дозирующего насоса.

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.

3.5 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.

3.5.1 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 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.).

3.5.2 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 полипропиленс 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.

3.5.3 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 свойствам по отношению к нефти.

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.

3.6 Технологии удаления АСПО

3.6.1 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 500 м), 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 «НИИ Нефтепромхим», 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.

3.6.2 Тепловая технология удаления АСПО

Тепловые методы удаления АСПО состоят из таких операций, как промывка горячей нефтью, электропрогрев путём спуска греющего кабеля. Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях – котельных установках передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты – депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами-подогревателями жидкости до температуры 150 °С, и насосами, развивающими

давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке. Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками (ППУ) типа ППУА – 1200/100, при температуре до 310 °С и давлении до 10 МПа для скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и на глубине 300-400 м температура пара снижается до температуры скважины. Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины.

Поднятые на поверхность НКТ лучше очищать следующим образом – поместить их в кассету и воздействовать на них паром от ППУ. При этом одновременно очищаются 10-20 труб. Для усиления эффекта в трубы можно вставить поршни.

Одним из методов удаления глубинных парафинообразований служит тепловая депарафинизация скважин, в её основе лежит процесс плавления парафинов. Под плавлением понимают явление перехода твердого кристаллического вещества в жидкую фазу, при этом происходит поглощение тепла. При постоянном давлении процесс плавления вещества происходит при определенной температуре – температуре плавления.

Для расплавления и растворения скважинных парафинов существует агрегат для депарафинизации скважин (АДПМ), смонтированный на шасси УРАЛ-4320 или КамАЗ-43114. Установка АДПМ депарафинизирует скважину горячей нефтью, разогретой до 150 °С, под высоким давлением, расплавляя и растворяя тяжёлые парафины, тем самым подготавливая скважину для дальнейшей эксплуатации.

Преимущества метода – возможен глубокий прогрев скважины по сравнению с другими закачиваемыми агентами (пар, вода), которые по мере

углубления теряют свою температуру на прогрев окружающих пород. У нефти же этот процесс проходит медленнее, также положительным моментом данного метода является возможность прогревать скважины с парафиновыми пробками без механических повреждений колонны.

Недостатки метода: высокая энергоемкость, высокая задействованность технических средств, жесткие характеристики температурного режима (в случае с УЭЦН), простаивание скважины на время обработки.

Возможно также применение установок подогрева нефти (УПН). УПН состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом (в дальнейшем – станция управления) и высоковольтного трансформатора марки ТМПН (трансформатор не поставляется) или без трансформатора. УПН предназначена для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля, расположенного в лифтовых трубах нефтяных и газовых скважин.

Принцип работы УПН заключается в нагреве внутреннего пространства насос- но-компрессорных труб и поддержания температуры по стволу НКТ выше температуры образования парафиновых отложений (температуры кристаллизации парафина) с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, длиной равной интервалу максимального парафиноотложения. Технология применения нагревательного кабеля сводится к следующим простым операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов.

Нагревательный кабель – основной элемент УПН, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу

скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и налипание их на стенках НКТ скважин.

Конструкция кабеля предусматривает, прежде всего, его режим работы: высокое давление, радиальный градиент температур, рабочее состояние (вертикально подвешенное положение), наличие агрессивной среды.

Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 3.1.

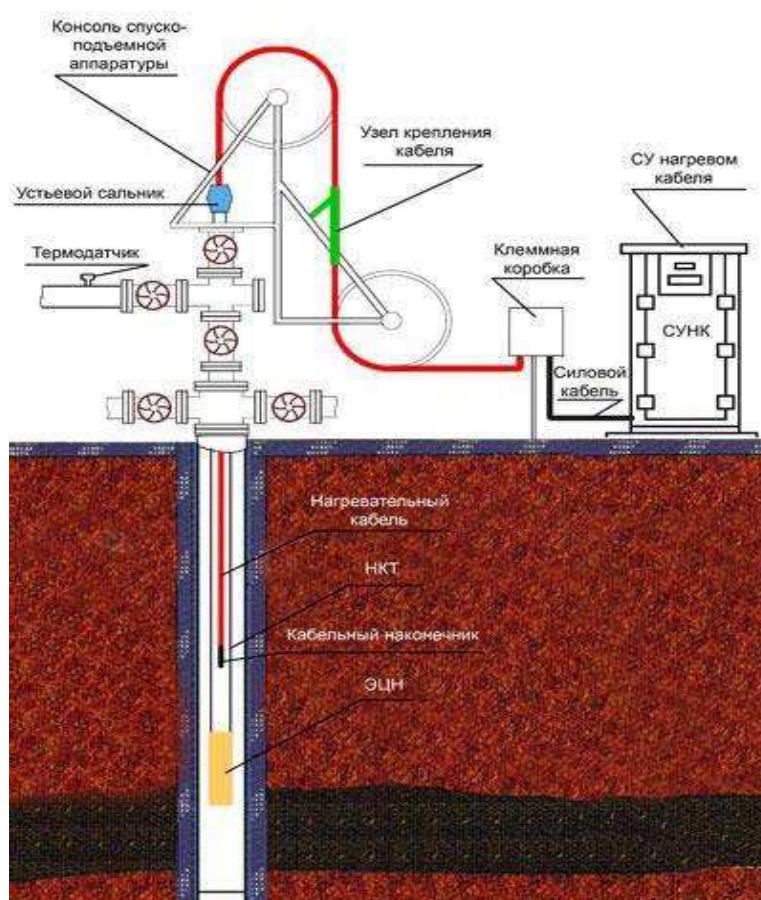


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема устройства подогрева скважин

УПН прошла опытно-промышленные испытания в ряде нефтяных компаний страны (НК «ЛУКОЙЛ», НК «РОСНЕФТЬ», «ТНК-ВР») и, получив должную оценку своей эффективности, успешно применяется подразделениями данных компаний для депарафинизации скважин, оборудованных

электроцентробежными насосами, на фонтанирующих, газлифтных скважинах многих нефтедобывающих компаний. Установка эксплуатируется во всех климатических зонах, от юга до Крайнего Севера, решая задачу долговременной бесперебойной работы скважин, показав свою высокую экономическую эффективность.

На всех скважинах, оборудованных электрокабельными установками УПН, отмечался рост дебита скважин, при этом на скважинах, оборудованных УЭЦН, срок службы погружного оборудования увеличивался за счет безостановочной работы насоса, снижения нагрузки за счет разжижения нефти в лифте скважины. Кроме того, при эксплуатации УПН (особенно в северных районах) происходит очищение прилегающих трубопроводов, в результате чего одновременно с прекращением дополнительных работ по очистке лифта скважины исключается тепловая обработка выкидных линий и близлежащих (до 500 м) трубопроводов даже при низких (до минус 40 °С) температурах.

Постепенный прогрев околоскважинного пространства, занимающий 30-45 сут (в зависимости от широты), позволяет перевести установку в энергосберегающий режим, при этом увеличивается срок службы самого нагревательного кабеля.

Одним из самых больших преимуществ данного метода предотвращения отложений парафина и образования парафиногидратных пробок является его полная экологическая безопасность. Использование надежных сальниковых устройств позволяет полностью исключить загрязнение окружающей среды на все время работы установки на скважине.

Практическое применение УПН при добыче нефти показало, что срок полной окупаемости установок (для скважин с дебитом 25-35 м³/сут при непрерывной работе кабеля мощностью до 50 кВт) не превышает 60 сут, на более мощных скважинах этот срок сокращается в два раза, что позволяет снизить затраты на добычу нефти и уменьшить себестоимость добываемой нефти.

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 м^2 . 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 ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ -С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ -С 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 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 380 В. 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	выброс газа и разлив нефти в окружающую среду розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории отравление газом, отравление парами химреагента
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	розлив химреагента в помещении УДХ загазованность помещения отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении - выброс газа и разлив нефти в помещении	поражение людей продуктами сгорания загазованность территории и помещения розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, вводящих и отводных линиях	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	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 4.1 представлена схема действия персонала при обнаружении аварийной ситуации.

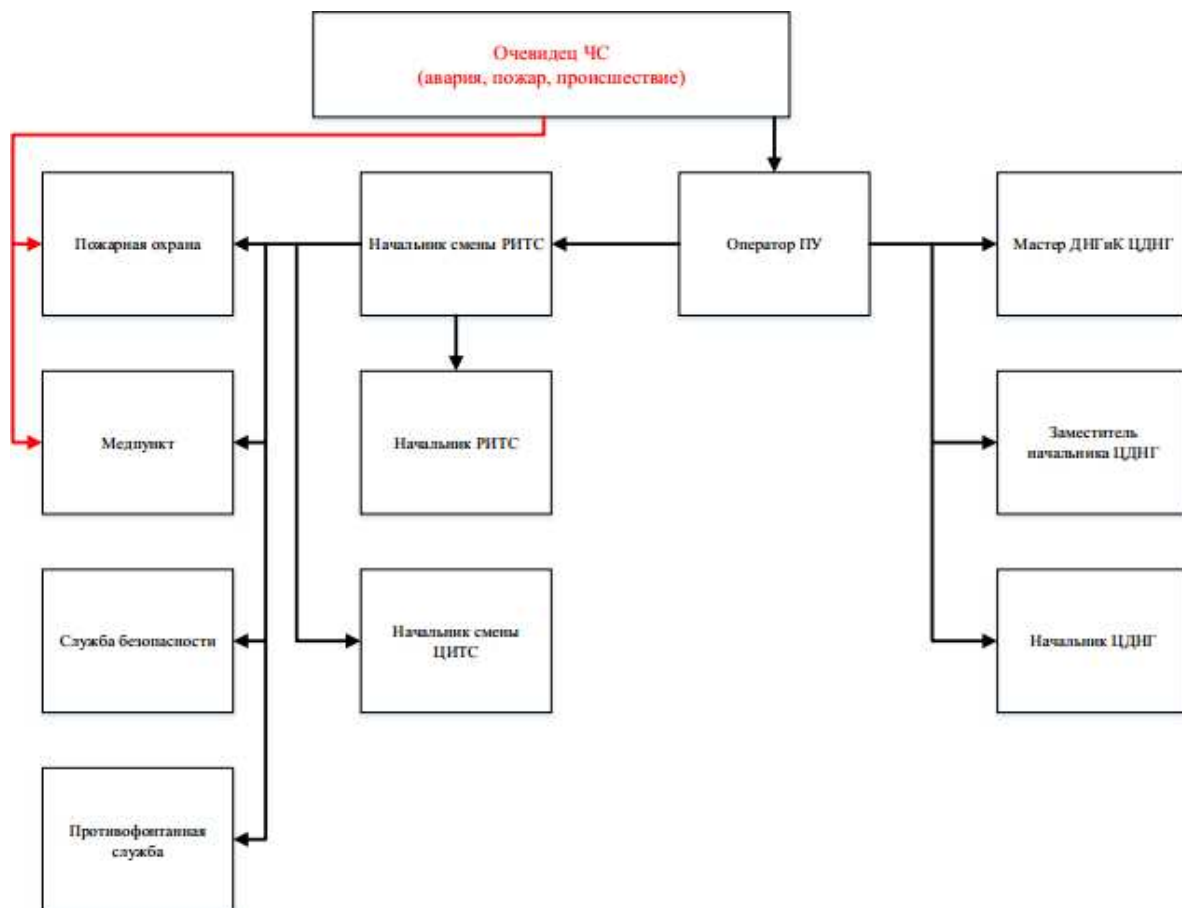


Рисунок 4.1 – Схема действия персонала скважины при обнаружении аварийной ситуации

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 операции – 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

Подробно изучив все методы борьбы и предупреждения АСПО на нефтегазовом комплексе, можно сделать выводы о том, что оптимальным методом предупреждения образования АСПО являются ингибиторы. А самым оптимальным решением борьбы с АСПО является использование установки подогрева скважин.

Приняв во внимание опыт различных компаний, я удостоверился что применение электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями позволяет:

- исключить очистку НКТ механическими скребками;
- увеличить межремонтный период работы подземного оборудования скважины;
- сократить потери нефти из-за простоев скважины при падении скребков и капитального ремонта скважины;
- сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- стабилизировать работу ЭЦН;
- исключить капитальный ремонт скважины;
- сократить расходы на техническое обслуживание скважин.

Основным преимуществом данной технологии депарафинизации являются разовые затраты на приобретение установки, спуск нагревательного кабеля и запуск системы управления в работу.

Предполагаю, что в ближайшем будущем будут разработаны еще более эффективные методы по борьбе с АСПО. С помощью трудов молодых специалистов и выпускников нефтегазовых вузов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЦН	– автоцистерна промысловая
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения
ВНК	– водонефтяной контакт
ГИС	– геофизические исследования скважины
ГНК	– газонефтяной контакт
ГНКТ	– гибкая насосно-компрессионная 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 электроцентрабегового насоса
УПН	– установка подогрева нефти
ФЕС	– фильтрационно-ёмкостные свойства
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 13.02.2018. – Москва : Минздрав России, 2003. – 20 с.
- 2 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности. – Введен 01.11.2015. – Москва : Росстандарт, 2014. – 10с.
- 3 ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. – Введен 01.07.2008. – Москва : Госстандарт России, 2004. – 18 с.
- 4 ГОСТ 12.0.03-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.03.2017. – Москва : Росстандарт, 2015. – 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 Мусяченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусяченко, 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. – Москв: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 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. – Введен05.08.2017. – Москва :Росстандарт, 2017. – 9 с.
- 15 СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование. –Введен 01.01.2013. – Москва :Росстандарт, 2012. – 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"Опытныйзавод"Нефтехим", 2008. – 11с.
- 18 ГОСТ 12.1.046–2014. ССБТ. Нормы освещения строительных площадок. – Введен 01.07.2015. – Москва :Росстандарт, . 15 с.
- 19 Типовые инструкции по безопасности работ приразработке нефтяных и газовых месторождений
- 20 Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения– Красноярск, 2012-2013
- 21 ГОСТ 12.1.044-2018 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.05.2019. – Москва: Росстандарт,2018. – 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.


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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н.Г. Квеско
« 28 » 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

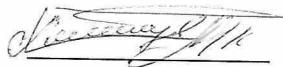
Разработка мероприятий по повышению производительности скважин в
условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на примере
Ванкорского месторождения

Руководитель


подпись, дата

доцент, канд.техн.наук Е.Л. Морозова

Выпускник


подпись, дата

М.Т. Хасанов

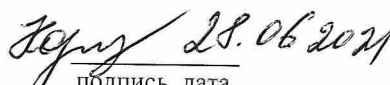
Консультант:

Безопасность и экологичность


подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер


подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021