:

ТЕМА:

Проект мероприятий по предотвращению отложений солей в скважинном оборудование на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....6

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРНИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....7

1.1 Общие сведения о районе работ и месторождении.....7

1.2 Геологическое строение месторождения.....10

1.2.1 Стратиграфия.....10

1.2.2 Тектоника.....13

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и покрышек.....14

1.4 Свойства нефти, газа и воды.....15

1.5 Запасы нефти.....20

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза месторождения.....21

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....22

2.1 Анализ состояния фонда скважин.....23

2.2 Состояние выработки запасов нефти.....25

2.3 Характеристика технических проблем системы разработки месторождения.....25

3 ТЕХНОЛГИЯ И ТЕХНИКА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОБРАЗОВАНИЙ.....33

3.1. Методы предотвращения отложений солей при добычи нефти.....33

3.1.1. Классификация методов предотвращения отложений солей при добычи нефти.....33

3.1.2.Физические методы предупреждения солеотложений.....34

3.1.3. Технологические способы предупреждения солеотложений.....34

3.1.4. Ингибиторная защита скважинного оборудования.....34

3.2. Технология применения ингибиторов отложения солей.....36

3.4. Расчет при подаче ингибитора в скважину.....44

3.5. Расчет при задавке ингибитора в пласт.....47

3.6. Удаление образовавшихся осадков.....50

3.6.1 Щелочные и кислотные обработки.....51

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ.....54
4.1 Краткая аннотация мероприятия.....54
4.2. База сравнения и метод расчета эффективности.....55
4.3 Затраты на ингибирование скважин способом постоянного дозирования.....55
4.4 Затраты на ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт.....56
4.5 Расчет экономической эффективности.....57
5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА 61
5.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов.....62
5.2 Общие требования промышленной безопасности и охраны труда.....63
5.3 Требования промышленной безопасности и охраны труда перед началом работ.....67
5.4 Расчет опасных факторов 69
5.5 Охрана окружающей среды 71
5.6 Требования промышленной безопасности и охраны труда во время работ 76
5.7 Требования промышленной безопасности и охраны труда в аварийной ситуации 78
5.8 Требования промышленной безопасности и охраны труда при выполнении работ с химреагентами
79
5.9 Требования промышленной безопасности и охраны труда по окончанию работ
80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫЫХ ИСТОЧНИКОВ.....82
Приложение А.....83
Приложение Б.....84
Приложение В.....85
Приложение Г.....86
Приложение Д.....87

Приложение Е.....88

ВВЕДЕНИЕ

Открытие Ярактинского месторождения датируется июнем 1969 г, когда при испытании поисковой скважины 5-СМ из интервала 2612-1615 м был получен приток нефти дебитом 1,5 $м^3$/сут при динамическом уровне 2019м.

Продуктивными на Ярактинской площади оказались базальные терригенные отложения, которые в объеме от подошвы доломитов парфеновского горизонта до кровли фундамента были выделены под условным названием в Ярактинскую пачку.

Одной из главных задач нефтедобывающей промышленности является повышение эффективности добычи нефти за счет использования прогрессивных технологий и увеличения межремонтного периода работы скважин.

Современное состояние технологии и техники добычи нефти требует решений, позволяющих без больших затрат совершенствовать процессы добычи нефти, особенно в осложненных условиях эксплуатации обводненных скважин.

Одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин, является образование из попутно - добываемых вод неорганических солей, которые отлагаются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Как правило, отложения солей встречаются: на стенках нижней части эксплуатационных колонн, в приемных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых насосов, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб.

Отложения солей являются причиной снижения или полной потери производительности скважинных насосных установок и возникновения на нефтепромысловых объектах аварийных ситуаций.

Целью данного дипломного проекта является анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти. Эффективность методов определяется технико-экономическими показателями предприятия, а также выяснением причин, условий образования отложения солей и зон накопления осадков.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРНИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о районе работ и месторождении

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области. Обзорная карта Ярактинского месторождения представлена на рисунке 1.1.

В 80 км южнее Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое и разведанное в районе п. Верхнее - Марково, расположенного на р. Лена, в 150 км вниз по течению от г. Усть-Кут.

Город Усть-Кут связан с транссибирской магистралью железнодорожной веткой Тайшет-Лена.

Усть-Кут является важным центром, через который осуществляется снабжение обширных районов Восточной Сибири и Якутии в пределах бассейна р. Лены, вплоть до Северного Ледовитого океана. Многочисленные грузы, поступающие на станцию Лена, перерабатываются крупнейшим речным портом Осетрово и далее следуют речным транспортом по р. Лене и ее притокам. Вдоль железнодорожной ветки Тайшет-Лена расположены Коршуновский горно-обогатительный комбинат, Братский промышленно- энергетический комплекс, включающий крупные лесодобывающие и лесоперерабатывающие предприятия.

Расстояние от города Усть-Кут (станция Лена) до узловой станции Тайшет 720 км, а до областного центра г. Иркутска по прямой 520 км, а до района работ – 140 км. Дороги в пределах площади работ отсутствуют. Круглогодичное сообщение с районом работ осуществляется авиатранспортом. При проведении работ используется тракторно-вездеходный транспорт.

Район Ярактинского месторождения входит в состав Приленской возвышенности, которая является частью обширного Среднесибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, расчлененными глубокими долинами рек.

Максимальные абсолютные отметки на водоразделах достигают 650м, а минимальные в долинах рек – 400м, средняя высота водоразделов не превышает 550-600м над уровнем моря.

Непосредственно Ярактинское месторождение расположено на водоразделе между верховьями рек Нижняя Тунгуски и Непы.

Река Нижняя Тунгуска, протекающая южнее исследуемого района, имеет максимальную глубину реки 2…2,5 м при ширине русла 10…12 м и в этой части несудоходна. Средняя скорость течения реки 0,4 м/с., а

наиболее высокий уровень воды отмечается во время весенних паводков.

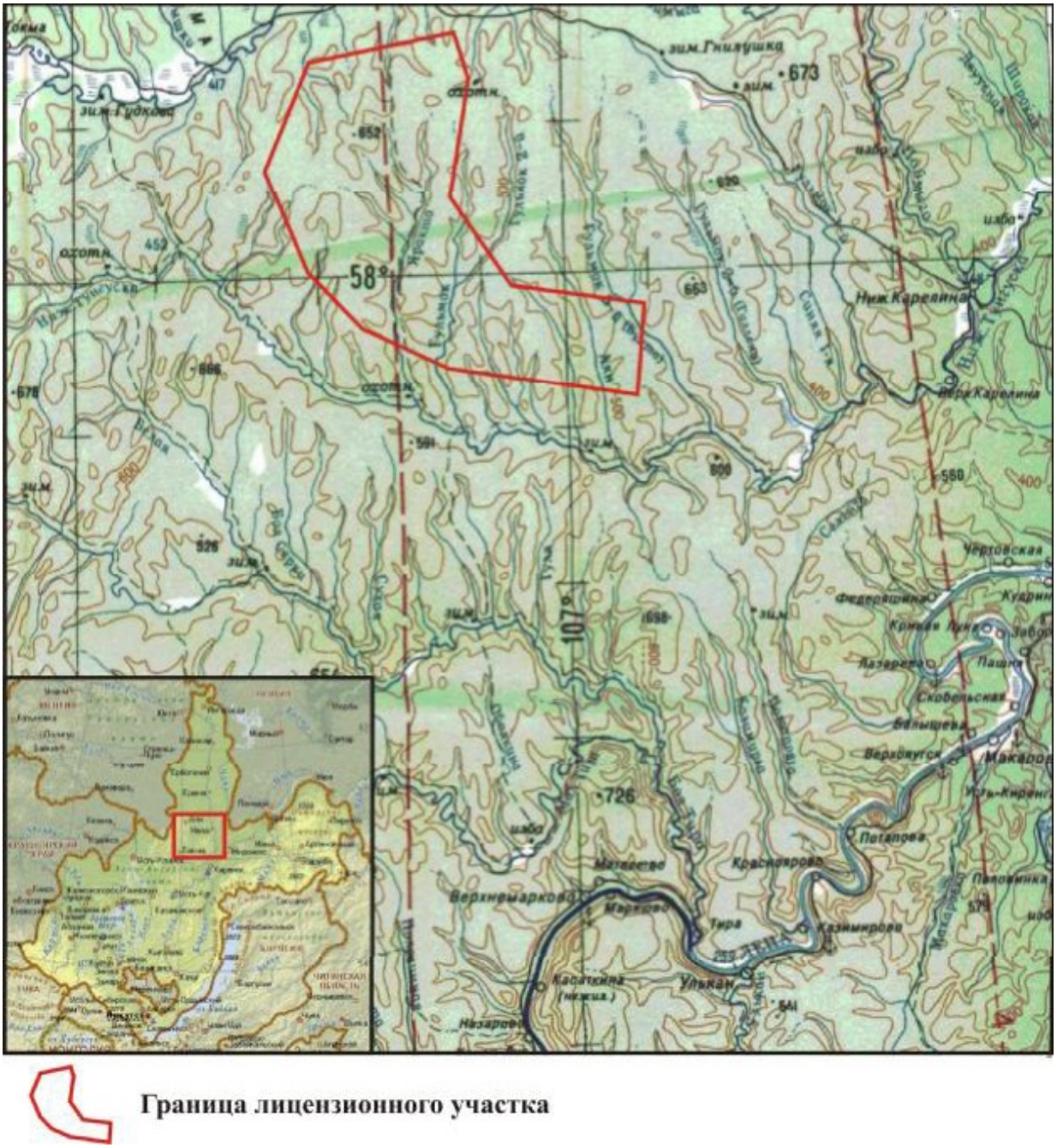


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Ярактинского месторождения

Севернее Ярактинского месторождения протекает также практически не судоходная р. Непа с шириной русла в районе работ 7…10 м, максимальными глубинами до 2,5 м и средней скоростью течения около 0,5 м/с. Наиболее крупным притоком р. Непы на площади работ является небольшая речка Кирон.

Относительная многоводность стока рек в любое время года обеспечивается за счет атмосферных осадков и таяния сезонной и многолетней мерзлоты.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной

холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до минус 48… минус 55 °С. Максимальная температура приходится на июнь-июль и достигает плюс 35 °С. Среднегодовая температура воздуха минус 3,5 °С.

Количество осадков составляет 350 мм в год, причем большая их часть приходится на осеннее – летний период и в значительной степени затрудняет проведение геологоразведочных работ.

Постоянный снеговой покров держится с середины октября до начала мая. Высота его невелика (0,8…0,9 м), что в сочетании с низкими температурами, продолжительной зимой обуславливает глубокое промерзание грунта. Полное оттаивание грунта происходит только в конце июля. На северных склонах водоразделов мерзлота держится круглый год. Ледостав на реках Нижняя Тунгуска и Непа начинается в середине октября. Полностью ото льда реки освобождаются в середине мая.

Растительность района типично таежная и состоит, в основном, из хвойных пород деревьев, среди которых преобладает сосна. Подчиненное значение имеют: лиственница, ель, кедр, пихта, береза и осина.

В районе работ населенные пункты отсутствуют, местность покрыта сплошной труднопроходимой тайгой, с сильно расчлененным рельефом. До ближайших населенных пунктов, расположенных преимущественно по берегам р. Лены 80…100 км. Местное население занято в леспромхозах, в сельском хозяйстве, пушном промысле.

Промышленность в районе отсутствует. Средняя плотность населения составляет немногим более 3 человек на км^2.

База Ленской нефтеразведочной экспедиции Восточно-Сибирского геологического управления, которая разведывала месторождение, находилась в п. Верхнее Марково на р. Лене и связано с площадью работ автозимником протяженностью около 80 км.

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение по зимним дорогам и перевозка грузов возможна только в период с декабря по март. В летнее время проезд возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Все виды оборудования, материалы и инструмент для буровых Ленской экспедиции доставлялись в три этапа:

- по железной дороге до города Усть-Кут;
- затем в период навигации баржами, а в зимнее время автомашинами до п. Верхнее Марково на расстояние 150 км;
- далее до буровых расстояние от 100 до 160 км.

Часть грузов, а также рабочие вахты на буровые доставлялись вертолетами с базы экспедиции. Транспортные перевозки в период навигации по р. Лене можно осуществлять с середины мая до середины октября. Водоснабжение буровых осуществляется из естественных водотоков по трубопроводам или специальных колонковых скважин глубиной до 150-200м. В качестве источников энергии при проведении буровых работ и на базе экспедиции используются исключительно ДВС.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый также в качестве топлива, в том числе для котельных установок на буровых. Лесные массивы в районе Марково разрабатываются леспромхозом, непосредственно в районе месторождения лесоразработки пока не ведутся. В числе прочих строительных материалов следует отметить песчаники и доломиты, залегающие вблизи поверхности отложений ордовика, а также пески и галечники русловых отложений и речных террас.

1.2 Геологическое строение месторождения

1.2.1 Стратиграфия

Геологическое строение Ярактинского месторождения изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геолого-съемочных работ. На основании этих материалов составлен литолого-стратиграфический разрез Ярактинского месторождения, представленный на рисунке 1.2.

Общая толщина осадочной толщи от поверхности фундамента до четвертичных отложений колеблется от 2570 м до 2740 м.

Наиболее древними образованиями на Ярактинском месторождении являются кристаллические породы фундамента, вскрытые всеми пробуренными скважинами (на 1.08.78 г. с целью разведки и оконтуривания Ярактинского месторождения пробурено 40 скважин, 21 из которых - продуктивна). Толщина вскрытой части фундамента достигает 37 м (скв.19). Породы фундамента и коры выветривания представлены, в основном, гранитами и грано-диоритами, в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Возраст пород фундамента датируется как среднепротерозойский.

Отложения кембрия составляют основную часть разреза Ярактинского месторождения и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

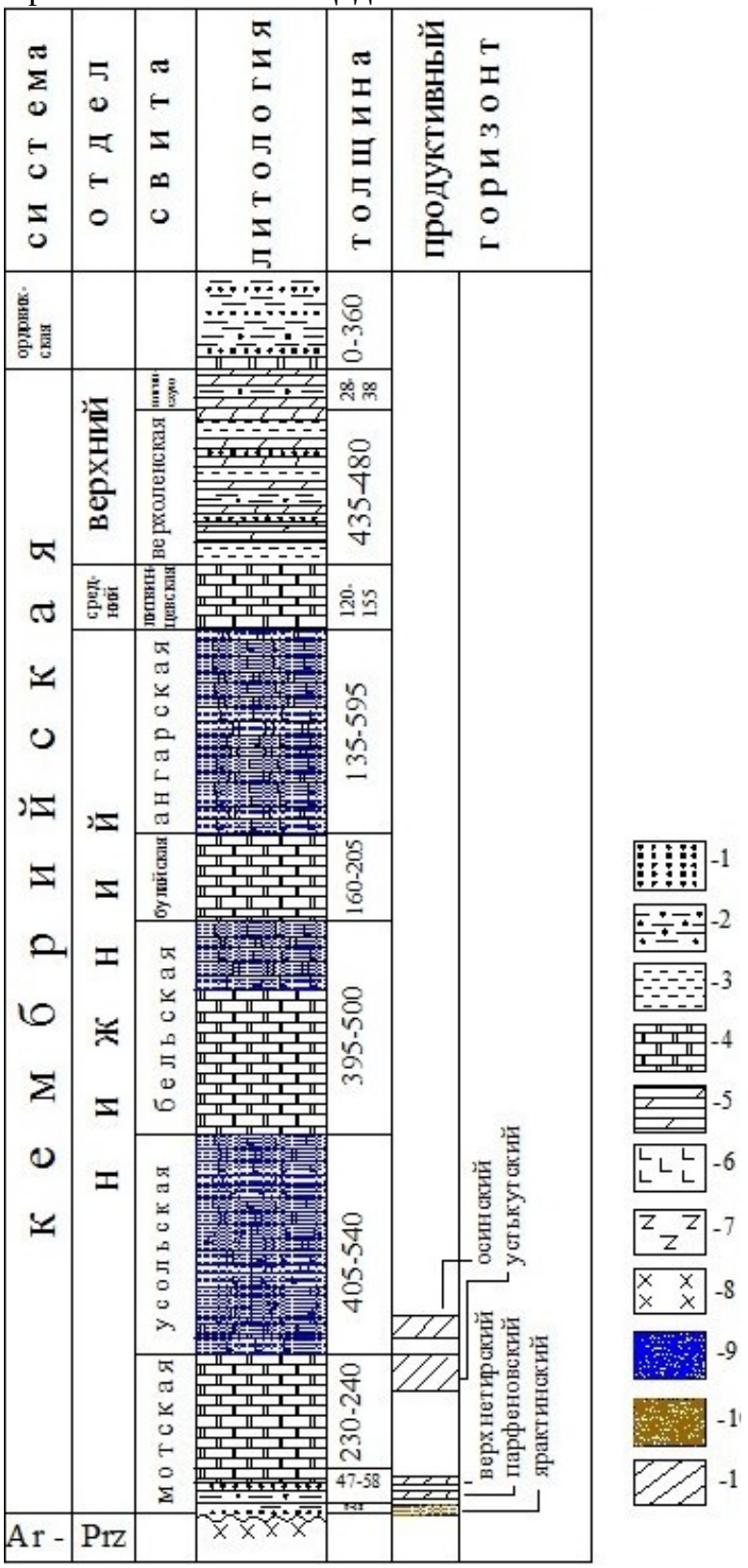
В разрезе нижнего кембрия выделяются отложения мотской, усольской, бельской, булайской, ангарской свит.

Толщина мотской свиты в пределах площади изменяется от 284 м до 332 м.

В основании осадочной толщи на Ярактинском месторождении залегают терригенные отложения ярактинской пачки (представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов). Для отложений пачки характерна резкая литофациальная изменчивость пород по площади. С песчаниками ярактинской пачки связаны промышленные притоки нефти, газа и конденсата.

Толщина ярактинской пачки в пределах площади колеблется от 8 м до 43 м. Наибольшие толщины отмечаются в южной части площади (скв. №№

52, 53, 42), наименьшие на севере – северо-западе. Более выдержаны толщины в центральной части площади.



1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – доломиты и известняки; 5 – мергели; 6 – соль; 7 – диабазы; 8 – гранито-гнейсы; 9 – карбанато-соленосные комплексы пород; 10 – продуктивный нефтегазоносный горизонт; 11 – перспективный нефтегазоносный горизонт.

Рисунок 1.2 – Литолого-стратиграфический разрез Ярактинского месторождения

Разрез усольской свиты сложен толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на отложениях мотской свиты. В целом разрез свиты представлен неравномерным чередованием пластов каменной соли с карбонатными породами: доломитами, известняками, известковыми доломитами.

Толщина усольской свиты на Ярактинской площади изменяется от 407 м до 530 м. Разрез бельской свиты, представлен галогенно-карбонатными породами, согласно залегающими на отложениях усольской свиты. Толщина бельской свиты на Ярактинской площади колеблется от 394 м до 474 м.

Разрез булайской свиты представлен массивными темно-серыми и коричневато-серыми доломитами тонко-, мелкозернистыми, прослоями глинистыми, слабо трещиноватыми и кавернозными. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты.

Толщина свиты меняется в пределах 90 м до 126 м.

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю – доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Толщина колеблется от 470 м до 750 м.

В разрезе нижнего – среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты, представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами. Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 65 м до 80 м.

Разрез среднего – верхнего кембрия представлен отложениями верхоленской и илгинской свит. Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями, без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников - в верхней. Толщина отложений верхоленской свиты 427…495 м.

Разрез илгинской свиты сложен доломитами серыми, зеленовато- и светло-серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников. Толщина свиты составляет 30…35 м. Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы.

На Ярактинской площади отложения ордовика представлены нижним, средним и переходным средним – верхним отделами.

Нижний ордовик представлен только усть-кутской свитой (сложена в основном песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов). Толщина усть-кутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25 м до 45 м.

Средний ордовик включает отложения криволуцкой и чертовской свит.

Отложения криволуцкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Свита представлена песчаниками кварцевыми, серыми, беловато- и желтовато-серыми, разнозернистыми,

массивными, доломитами, аргиллитами и алевролитами (в виде тонких прослоев и линз). Общая толщина криволуцкой свиты 30…70 м.

Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволуцкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников. Толщина чертовской свиты колеблется от 40 м до 80 м.

Средний - верхний ордовик - отложения макаровской свиты, представленные, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Вскрытая толщина отложений макаровской свиты достигает 110…115 м. Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2…4 м) и аллювиальные (10…15 м).

1.2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Ярактинское месторождение расположено в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще довольно отчетливо выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от кровли осинского горизонта усольской свиты до поверхности кристаллического фундамента.

Отложения соленосного комплекса собраны в высокоамплитудные линейные складки субмеридионального простирания, осложненные разрывными нарушениями, надвигами (амплитуда надвига по поверхности фундамента составляет около 60 м). Кроме того, в пределах Ярактинской площади выделяются выступы фундамента с амплитудой 6…7 м.

В пределах месторождения градиент падения пород составляет по поверхности фундамента 3,5 м на 1 км, а по кровле мотской свиты около 3 м на 1 км.

Солевой структурный этаж включает в себя галогенно-карбонатные отложения нижнего кембрия от надосинской части усольской свиты до подошвы литвинцевской свиты среднего кембрия. Этот осадочный комплекс характеризуется интенсивным развитием дизъюнктивных и пликативных дислокаций, связанных, в основном, с проявлением соляной тектоники, осложненной в отдельных случаях воздействием трапповых интрузий.

Надсолевой структурный этаж представлен отложениями среднего - верхнего кембрия и ордовика, он достаточно хорошо изучен по данным геолого-съемочных работ. Эти отложения смяты в линейно-вытянутые складки, образующие ряд валообразных поднятий северо-восточного простирания.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и покрышек

Весь Ярактинский горизонт рассматривается как залежь с единым водонефтяным и газонефтяным контактами. ВНК принят на абсолютной отметке – 2157 м, а ГНК – 2136 м.

Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый, трещинно-поровый. Пористость — 7…13%, проницаемость — 0,07…0,6 мкм^2. Эффективная толщина 2,4…6,9 м. Пластовое давление 24,9 МПа, t = 37 °С.

В процессе бурения разведочных и колонковых скважин и геолого-съемочных работ в стратиграфическом разрезе Ярактинского НГКМ выявлено большое количество водоносных горизонтов, которые по своим особенностям объединяются в три гидрогеологических комплекса:

- надсолевой;
- соленосный;
- подсолевой.

Надсолевой комплекс в пределах Ярактинского НГКМ является самым водообильным. В его состав входят отложения четвертичной системы, ордовика, верхоленской и илгинской свит, среднего-верхнего кембрия и литвинцевской свиты среднего-нижнего кембрия. Воды пресные и слабоминерализованные.

Воды соленосного комплекса.

В состав этого комплекса входят отложения ангарской, булайской, бельской и усольской свит нижнего кембрия.

На Ярактинском месторождении водоносный горизонт, приуроченный к верхней части ангарской свиты, проявил себя в большинстве скважин (№№ 8, 13, 15, 16, 17, 24, 25, 26, 28, 29, 34, 36, 37) при прохождении его поглощениями бурового раствора различной интенсивности. Представлен горизонт трещиноватыми и известковистыми доломитами. Водоупором служат массивные пласты соли этой свиты.

По аналогии с другими площадями воды соленосного комплекса пластово-трещинного типа, хлоридные кальциевые и хлоридные натриевые. По степени минерализации они относятся к рассолам. Воды верхней части соленосного комплекса менее минерализованы и по химическому составу являются хлоридно-натриевыми [2].

Удельный вес вод 1,195…1,175 г/см^3. Содержание анионов: Cl – 162,3 г/л, SO_4 – 4,9 г/л, HCO_3 – 0,1 г/л. Содержание катионов: Na – 82,9 г/л, Ca – 2,56 г/л, Mg – 1,24 г/л, K – 0,39 г/л, Br – 0,084 г/л.

В нижних водах наряду со значительным повышением минерализации изменяется и химический состав на хлоридно-кальциевый.

Удельный вес вод около 1,4 г/см^3. Содержание анионов: Cl – 260,91 г/кг, SO_4 – 0,04 г/кг. Содержание катионов: Na – 2,62 г/кг, Ca – 119,74 г/кг, Mg – 13,07 г/кг, K – 10,66 г/кг, Br – 7,56 г/кг.

Воды соленосного комплекса формировались в пределах зон отсутствия водообмена или застойного водного режима. Судя по солевому составу в нижней части разреза, их следует относить к седиментационным рассолам, а в верхней части разреза на формирование вод, вероятно, сказалось, в какой-то степени, и влияние инфильтрационных процессов.

Воды подсолевого комплекса.

В состав этого комплекса входят отложения непской, катангской и тетерской свит. Определяющая роль в формировании современного гидродинамического и гидрогеохимического режимов терригенных отложений юга и юго-востока Сибирской платформы принадлежит горноскладчатым сооружениям Восточного Саяна, Байкало-Патомской горной области и Алданского щита, а также крупным отрицательным и положительным структурам платформы.

Вода удельного веса 1,28 г/см^3. Содержание анионов: Cl – 233,7 г/л, SO_4 – 0,129 г/л, HCO_3 – 1,012 г/л. Содержание катионов: Na + K – 31,75 г/л, Ca – 45,16 г/л, Mg – 37,18 г/л, Br – 6,4 г/л. Содержание растворенного газа 449 см^3/л.

Воды подсолевого комплекса Ярактинского НГКМ седиментационные, высокоминерализованные рассолы с высокой степенью метаморфизма.

По классификации природных вод, по Сулину, они относятся к типу хлоркальциевых вод, группе хлоридных вод и подгруппе кальциевых вод с высокой минерализацией до 394 г/л.

Высокую степень закрытости недр отражает и бромный показатель (Br мг/л 100/ Нм), равный 220…240. Воды сильно метаморфизованы, коэффициент метаморфизации (г Na/г Cl) = 0,15…0,20. Из микроэлементов в водах содержится много брома (более 6000 мг/л), что характеризует благоприятную гидрогеохимическую обстановку сохранения залежи. Содержание брома в пластовых водах промышленное. Большая глубина скважин, их малодебитность и высокая минерализация рассолов затрудняет добычу брома из пластовой воды и с геолого-экономических показателей является нерентабельной. Йод присутствует в пластовой воде в небольших количествах (следы). Содержание окиси бора не определялось.

1.4 Свойства нефти, газа и воды

На месторождении всего было отобрано 15 глубинных проб (по пяти скважинам) и 14 поверхностных. Образцы нефти, газа и конденсата Ярактинского месторождения анализировались в нефтяных лабораториях Главтюменьгеологии, ВНИИгаза и ВостСибНИИГГиМСа.

Свойства нефти.

Нефть пласта изучалась по 15 глубинным и 14 поверхностным пробам (отобранным из скв. №№ 8, 9, 10, 11, 13, 16, 17, 20, 41, 42). Сведения о результатах лабораторных исследований приведены в таблице 1.1 и 1.2.

Отбор глубинной пробы осуществлялся пробоотборником ВПП-300 до интервала перфорации и поднималась однофазная система (нефть) в которой

растворен газ. Исследования проводились на установке УИПН-2 по методике, рекомендованной институтом ВНИИнефть. Согласно этой методике с одного объекта отбираются не менее трех глубинных проб.

По своим свойствам нефть практически бессернистая (до 0,25%), малосмолистая (до 5%), с повышенным содержанием бензиновых (до 25%) и керосиновых (до 30%) фракций нефти. Плотность пластовой нефти 0,723 г/см^3, вязкость пластовой нефти 1,06 мПа·с, давление насыщения 22,63 МПа, объёмный коэффициент 1,26.

Свойства растворенного газа.

Физико-химическая характеристика газа приводится по данным, полученным в нефтяной лаборатории ВНИИ. Свойства растворенного газа пластов определены по данным исследований четырех глубинных проб из скважины 8. По результатам исследований давление насыщения нефти газом 22,6 МПа, газосодержание 151 м^3/т.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода нет, азота – 2,11%, метана – 79,54%, этана – 12,18%, пропана – 4,52%, высших углеводородов – 6,12%. Относительная плотность по воздуху 0,7.

Однако охарактеризовать I и II пласты в отдельности с гидрогеологических позиций не представилось возможным из-за отсутствия представительного материала по раздельному испытанию этих пластов в скв. №№ 3см, 5см, 33, 42, 44, 52, и 54 и отсутствия данных о постоянстве химического состава пластовых вод в скв. №№ 1см, 3см, 5см, 9, 11. В связи с этим воды I и II пластов, приурочены к отложениям ярактинского горизонта, на текущий момент охарактеризованы совместно, по результатам анализов наиболее достоверных проб. Воды продуктивных пластов на Ярактинском месторождении относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа. Сумма солей в среднем составляет 255 г/л, плотность изменяется от 1,236 до 1,3г/см^3. Содержание ионов кальция и магния в составе воды достигает 71825 мг/л и 14474,0 мг/л, соответственно. Сульфат – ионы присутствуют в небольших количествах, не выше 670 мг/л. Воды сильно метаморфизованы, коэффициент метаморфизации 0,13…0,20. Воды характеризуются высоким содержанием брома, от 3130 до 7260 мг/л, что значительно, в 15…36 раз превышает минимальное промышленные концентрации. Йод присутствует в очень небольших концентрациях, анализами обнаружены только его следы.

Характеристика законтурных вод.

Воды продуктивных пластов на рассматриваемом месторождении изучались при опробовании 13 разведочных скважин.

Другие микрокомпоненты не определялись. Водорастворенный газ исследовался в четырех скважинах, по которым газосодержание составляло 0,383…0,740 м^3/т.

Таблица 1.1 – Свойства нефти, газа и воды Ярактинского месторождения

Наименование параметров	Ярактинская пачка			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	Скв.	Проб		
1	2	3	4	5
Нефть				
Пластовая температура, C^o	5	10	36-39	37
Давление насыщения, МПа	5	10	17.2-26.4	22.63
Газосодержание, $м^3/т$	5	10	143.58-217.16	151
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	5	10	1.301-1.478	1.26
Коэффициент, учитывающий усадку				0.793
Плотность пластовой нефти, $кг/м^3$	5	10	685-745	723.4
Плотность сепарированной нефти при 20 ^0C, $кг/м^3$	5	10	808-840	833
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	5	10	0.6– 1.1	1.06
Газ				
Плотность, $кг/м^3$	1	4	0.607-0.663	0.635
Коэффициент растворимости газа, $м^3/м^3$*МПа	5	10	5.61-8.43	7.02
Удельный вес газа	1	4	0.773-0.972	0.872
Пластовая вода				
Газосодержание, $м^3/т$	4	4	0.304-0.596	0.383
- в т.ч. сероводорода, $м^3/т$				
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1.004-1.008	1.006
Общая минерализация, г/л	9	19	267.1-403.4	330
Плотность, $г/см^3$	9	19	1.21-1.29	1.26

Вязкость воды, определяемая по палеткам, при средней температуре пласта 37 ^oC равна 1,45…1,50 мПа·с, объемный коэффициент – 1,004… 1,006.

Воды продуктивных пластов на рассматриваемом месторождении представляют интерес с точки зрения промышленного извлечения брома. Содержание этого элемента в водах составляет 3,1…7,2 г/л, что в 15…35 раз превышает минимальные промышленные концентрации.

В стратиграфическом разрезе Ярактинского месторождения выявлено большое количество водоносных горизонтов, которые по своим особенностям объединяются в три гидрогеологических комплекса: надсолеиосный, солеиосный и подсолеиосный.

Подземные воды ярактинского продуктивного горизонта классифицируются как ярактинский водоносный горизонт, который входит в состав вендского гидрогеологического комплекса, объединяющего водоносные горизонты карбонатных и терригенных отложений подсолевой гидрогеологической формации.

Таблица 1.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти по продуктивным пластам ярактинской пачки Ярактинского месторождения

Наименование		Ярактинская пачка			
		количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение
		скважин	проб		
Вязкость кинематическая, $м^2/с$ При 20 ^0C 50 ^0C Температура застывания, ^0C Температура насыщения парафином, ^0C		10 10	14 10	3.74 – 23.93 2.06 – 9.49 – –	13.02 5.2 – –
Массовое содержание, %	Серы	10	14	0.1 – 0.18	0.15
	Смол силикагелевых	10	14	2.0 – 4.4	3.5
	Асфальтенов	6	7	0.03 – 0.08	0.03
	Парафина	6	7	0.22 – 2.93	2.5
	Масел				
	Мехпримесей				
Объемный выход фракций, %	$Н_к$ – 100 ºС	2	4	сл. до 5	3
	До 150 ºС	2	4	1.5 – 14.5	8
	До 200 ºС	10	14	12 – 39	19
	До300 ºС	10	14	31 – 75	46
	> 300 ºС	10	14	25 – 69	54
Классификация нефти		легкая, низкопарафинистая, малосернистая, маловязкая			

В пределах Ярактинского месторождения верхний надсоленосный комплекс является самым водообильным. В его состав входят отложения четвертичной системы, ордовика, верхоленской и илгинской свит среднего - верхнего кембрия и литвинцевской свиты среднего - нижнего кембрия.

Водопроявления в четвертичных отложениях связаны с аллювиально-делювиальными образованиями. Водоупором для этих вод являются коренные породы ордовика, реже глинистые прослои четвертичного возраста. По условиям залегания воды относятся к типу верховодки и грунтовым. Воды имеют малую минерализацию до 0,22 г/л. По своим физическим свойствам вода пресная, использовать воды четвертичных отложений можно в бытовых целях. Соединение ионов и примесей в пластовой воде представлено в таблице 1.3.

В разрезе ордовикских отложений содержится несколько водоносных горизонтов: макаровская свита, верхняя часть чертовской свиты, нижняя часть верхнекриволуцкой подсвиты, нижнекриволуцкая подсвита, верхнеустькутская подсвита, нижнеустькутская подсвита. Дебиты

водоносных горизонтов незначительные. На рассматриваемой площади они в среднем составляют 3…7 м^3/час, со средней минерализацией 0,23 г/л. Несколько более водообильными являются, песчаники верхнекриволуцкой подсвиты, дебиты воды из этого горизонта достигают 50 м^3/час.

Таблица 1.3 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде Ярактинского месторождения

Содержание ионов, мг/л	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Cl^-	9	19	202.332 – 247.40	221.58
HCO_3^-	9	19	0.025 – 0.3172	0.1122
SO_4	9	19	0.0642 – 0.607	0.260
Ca^{+2}	9	19	39.951 – 98.04	68.505
Mg^{+2}	9	19	6.11 – 14.474	10.1919
Na^+ K^+	9	19	27.476 – 72.395	46.883
pH	н/опр.	–	–	–

Водоносные горизонты верхоленской и илгинской свит на рассматриваемой площади проявили себя лишь в ряде скважин в виде поглощения бурового раствора интенсивностью 30 м^3/час.

Воды, приуроченные к этим отложениям, за исключением литвинцевской свиты, пресные, с минерализацией 0,22…0,48 г/л, гидрокарбонатные магниевые или кальциевые, вниз по разрезу распространяются до карбонатных и сульфатно-карбонатных пород литвинцевской свиты, на глубину 640 м., вполне пригодны для бытовых и хозяйственных целей.

Воды литвинцевской свиты по химическому составу хлоридно-натриевые, с повышенной минерализацией; составляющей 90…180 г/л, залегают на глубине в пределах 640…710 м., для хозяйственных и технических нужд не пригодны.

Водоносный горизонт литвинцевской свиты проявляет себя поглощениями различной интенсивности. На соседних месторождениях (Казарка, Усть-Кут и др.) горизонт характеризуется большой водообильностью, до открытого фонтанирования. Также обильное фонтанирование в скважинах расположенных в долинах рек. Водоносный горизонт литвинцевской свиты прослеживается в верхней, средней и нижней частях разреза свиты и приурочен к сильнотрещиноватым, кавернозным карбонатным и сульфатно-карбонатным породам.

Водами литвинцевской свиты заканчивается характеристика водоносных отложений надсоленосного комплекса.

Подземные воды ярактинского водоносного горизонта представляют собой однотипные высоко метаморфизованные мало сульфатные рассолы хлоркальциевого типа по В. А. Сулину, хлоридного кальциево-натриевого,

натриево-кальциевого и магниево-кальциевого состава. Общая минерализация вод составляет от 267,1 до 403,4 г/л, причем пониженные значения связаны с разбавлением глинистого раствора. Удельный вес воды 1,21…1,29 г/см^3. Вязкость – 1,45…1,5 мПа·с. Водородный показатель вод (pH) изменяется от 4 до 6 и характеризует, кислую реакцию.

Таким образом, минерализация и химический состав пластовых вод ярактинского горизонта характеризует зону затрудненного водообмена и эти воды представляют собой рассолы седиментационного генезиса.

Исходя, из вышеизложенного следует, что потенциальным источником водоснабжения для обеспечения заводнения залежей, могут быть водоносные горизонты верхнекриволуцкой подсвиты ордовикских отложений и отложений литвинцевской свиты

Водоносный горизонт литвинцевской свиты имеет региональное распространение. Однако для получения более объективных данных о водообильности пород свиты, а также о химическом составе вод, приуроченных к этой свите, для определения их стабильности, рекомендуется непосредственно на Ярактинском месторождении пробурить несколько скважин до подошвы литвинцевской свиты. В дальнейшем эти скважины могут быть использованы в качестве наблюдательных для контроля за верхними водоносными горизонтами.

1.5 Запасы нефти

Анализ полученных в процессе разведки Ярактинского месторождения геолого-геофизических материалов позволил в базальных терригенных отложениях ярактинской пачки выделить два продуктивных пласта и по каждому из них произвести подсчет запасов газа, конденсата, нефти и содержащихся в них сопутствующих компонентов.

Полученные геолого-геофизические материалы по Ярактинскому месторождению свидетельствуют, что степень изученности нефтяной части пласта не одинаковая.

Пробуренные в контуре нефтеносности скважины значительно отличаются по продуктивности, из-за сильной изменчивости коллекторских свойств песчаников пласта.

Запасы нефти в нефтяной оторочке I пласта на участке в районе скважин №№ 5, 9, 10, 52 при подсчете были отнесены к категории C_2 в связи с получением в данных скважинах непромышленного притока (1,5…6,5 м^3/сут). При утверждении запасов в ГКЗ были приняты только запасы категории C_1, которые составляют, согласно протоколу ГКЗ №8172 от 21.11.1978 г.: балансовые – 33697 тыс. т, извлекаемые – 8547 тыс. т., запасы категории C_2 не были утверждены и не поставлены на баланс.

Степень изученности газоконденсатной залежи по I пласту достаточно высокая. Практически все пробуренные в контуре скважины являются высокодебитными с хорошими гидродинамическими характеристиками,

поэтому вся площадь газоконденсатной части залежи I пласта отнесена к категории C_1.

Залежь нефти II пласта Ярактинского месторождения по типу является структурно-литологической. К категории C_1 отнесены запасы на участке пласта с высокопродуктивными скважинами, при испытании которых были получены притоки нефти дебитом 71,4 м^3/сут (скв. №51) и 107,3 м^3/сут в скв. №16 (совместно 1 и 2 пласт). Часть запасов залежи в районе скважины №9 отнесена к категории C_2, которые также не учитывались при утверждении в ГКЗ. Запасы нефти по пласту II составили: по категории C_1 – балансовые – 9799 тыс. т, извлекаемые – 2924 тыс. т.

Газоконденсатная залежь II пласта выделена в районе скважин №№ 14, 18 и 22. По типу является литологической.

В целом по месторождению балансовые запасы по категории C_1 составляют 43496 тыс. т, извлекаемые запасы по категории C_1 – 11471 тыс. т.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза месторождения

На Ярактинском месторождении установлено трехъярусное строение осадочной толщи (венд, кембрий, ордовик) и несовпадение нижнего структурного плана с верхним. В среднем структурном этаже зафиксировано проявление соляной тектоники и неповсеместное развитие траппового магматизма. На фоне субмеридионального моноклинального погружения обособляются несколько малоамплитудных мелких поднятий, связанных с эрозионным выступом кристаллического фундамента. В базальных терригенных породах венд-кембрия (непская свита) выделяются два продуктивных пласта (I-II), разобщенных глинистой перемычкой и ограниченных боковыми литологическими экранами. Глубина залегания пластов 2600…2750 м. Основным является верхний продуктивный пласт (I), развитый повсеместно на месторождении. В нем выявлена газоконденсатная залежь с крупной нефтяной оторочкой. В нижнем пласте (II) в юго-восточной части месторождения открыты газоконденсатная и нефтяная залежи. Залежи пластовые, литологические с элементами тектонического экранирования. Залежь в пластах (I-II) контролируется единой гидродинамической системой. Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый, трещинно-поровый.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Проектом разработки месторождения предусматривается герметизированная схема сбора и транспорта нефти и газа, при этом предусматривается утилизация природного свободного газа и попутного нефтяного газа (начиная с 2010 года) путем закачки в пласт (сайклинг – процесс). Для целей поддержания пластового давления (ППД) предусмотрена система заводнения продуктивных пластов (начиная с 2009 г.). Нефтяная часть месторождения разрабатывается, в основном, кустовым способом (16 новых кустовых площадок). Наклонно-направленное бурение скважин на кустовых площадках сокращает общую площадь отвода земель. Добываемая нефтегазовая смесь (нефть и попутный газ) сепарируются на дожимной насосной станции (ДНС) и установке подготовки нефти (УПН), после чего нефть транспортируется к трубопроводу Транснефти (ВСТО) посредством промежуточной насосной станции. Отделившийся в процессе сепарации газ утилизируется частично на собственные нужды (в качестве топливного газа), а основная часть попутного газа транспортируется на проектируемую установку комплексной подготовки газа (УКПГ) в составе газовой части разработки месторождения. Газовую часть месторождения разрабатывается одиночными скважинами (одной газодобывающей и двумя газонагнетательными), а также расконсервацией шести поисковых и разведочных скважин (пяти добывающих и одной нагнетательной). Добываемый газоконденсат направляется на УКПГ для выделения конденсата, осушки отделенного газа, а также его компримирования (в т.ч., попутного газа, поступившего от нефтяной части месторождения). Подготовленный на УКПГ осушенный газ после компримирования распределяется следующим образом: - газ в систему газонагнетания для поддержания пластового давления; - газ на электростанцию; - невостребованный осушенный газ направляются на факел высокого давления. Система закачки осушенного газа (в том числе, попутного) в пласт, помимо соблюдения требований по рациональному использованию природных ресурсов, предназначена для повышения конденсатоотдачи.

Реализация утвержденных систем разработки: кустовая система воздействия с размещением скважин на расстоянии 25 м друг от друга. Некоторые скважины из числа добывающих при достижении высокой обводненности переведены в фонд нагнетательных. Для обеспечения нагнетательных скважин рабочим агентом (водой) предусмотрены водозаборные скважины.

По состоянию на 01.01.2016 г. накопленный отбор нефти составил 3643 тыс. т., конденсата 35,7 тыс. т. что составляет 31,7% от начальных извлекаемых запасов. Текущая обводненность равна 23%. С начала разработки отобрано 4524,8 тыс. т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор достиг значения 0,8 т/т.

2.1 Анализ состояния фонда скважин

В 2000 году добыча нефти и конденсата на трех месторождениях — Ярактинском, Марковском и Даниловском — составила всего 30 тысяч тонн. Спустя пять лет работы годовой объем добычи УВС увеличился до 160 тысяч тонн, а еще через пять лет, в 2010 году, ИНК добыла уже 650 тысяч тонн. По итогам 2013 года, добыча нефти и конденсата на месторождениях группы компаний ИНК составила 2,894 миллиона тонн [3].

В 2015 году на месторождениях ИНК добыто около 3,6 миллиона тонн УВС. Рост объемов добычи обусловлен наращиванием фонда скважин, внедрением передовых мировых технологий для повышения нефтеотдачи и постепенным вовлечением в производственный процесс других месторождений компании.

Динамика основных показателей разработки Ярактинского месторождения представлена на рисунке 2.1.

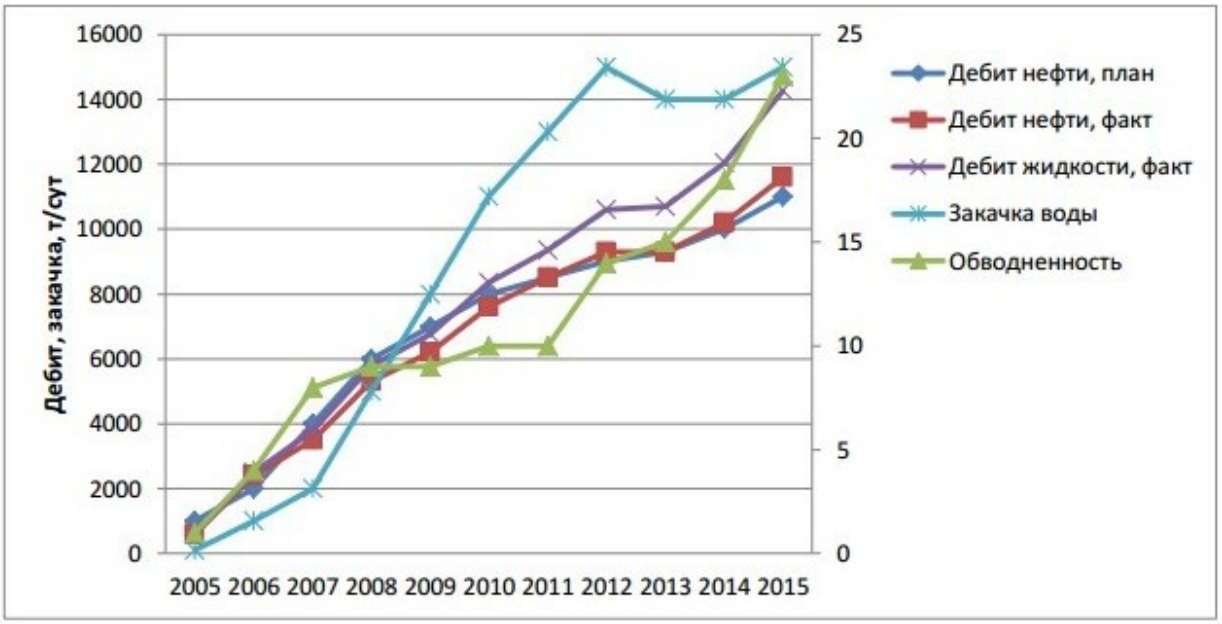


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Ярактинского месторождения

Фонд скважин Ярактинского месторождения по состоянию на февраль 2016 года представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фонд скважин Ярактинского месторождения

Тип скважин	Всего	Действующие	В освоении	В консервации	Ликвидированные
Добывающие	213	196	5	10	2
Нагнетательные	46	39	1	6	1
Водозаборные	32	28	2	2	0

Разведочные	6	5	1	0	0

В эксплуатации объекта участвуют 213 добывающих скважин и 46 нагнетательных. 49% фонда работают на один пласт, 38% - на два. Средний дебит нефти составляет 70 т/сут, жидкости – 86,1 т/сут, обводненность продукции – 23%. 87% фонда оборудованы ЭЦН, 13% - фонтанная эксплуатация.

Бездействующий фонд составляет 21 единица. В консервации, в основном, находятся высокообводненные скважины, расположенные в межконтурных зонах пластов и в непосредственной близи к нагнетательным скважинам и характеризующиеся большим объемом попутно добытой воды.

Распределение фонда добывающих скважин по дебитам и обводненности представлено на рисунке 2.2, а по накопленной добыче – на рисунке 2.3.

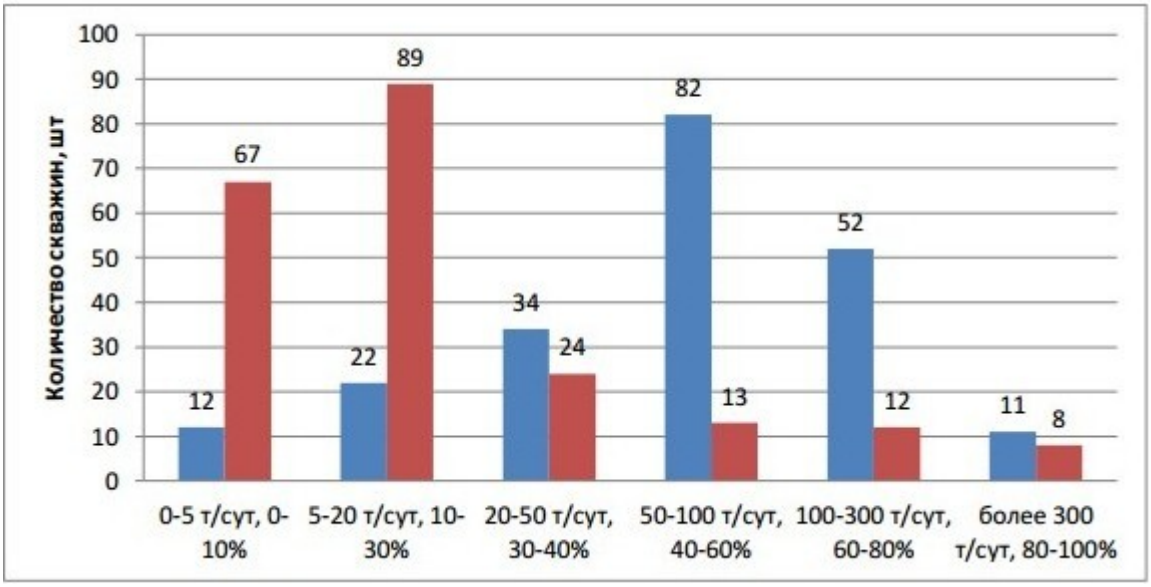


Рисунок 2.2 – Распределение добывающих скважин по дебитам и обводненности

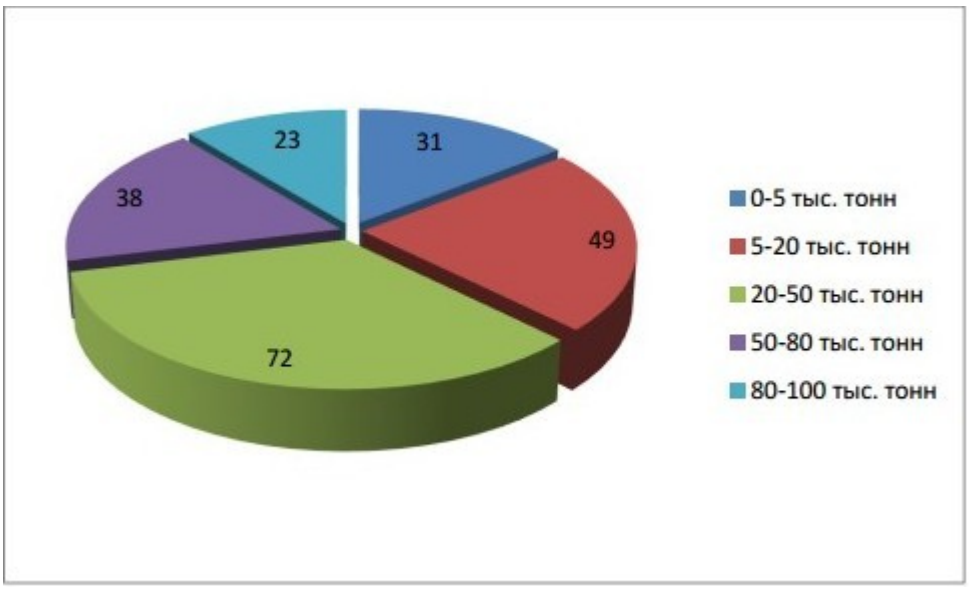


Рисунок 2.3 – Распределение добывающих скважин по накопленной добычи

2.2 Состояние выработки запасов нефти

Сравнение плановых и фактических показателей разработки за 2015 г. приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технологические показатели разработки залежи

Месяц	Добыча нефти, т		Добыча воды, т		Добыча жидкости, т	
	план	факт	расчет	факт	план	факт
Январь	338569	326220	77870,87	75030,6	416439,9	401250,6
Февраль	338764	341111	77915,72	78455,53	416679,7	419566,5
Март	339547	336336	78095,81	77357,28	417642,8	413693,3
Апрель	342342	351587	78738,66	80865,01	421080,7	432452
Май	344323	353748	79194,29	81362,04	423517,3	435110
Июнь	359394	367966	82660,62	84632,18	442054,6	452598,2
Июль	374483	365050	86131,09	83961,5	460614,1	449011,5
Август	379032	387654	87177,36	89160,42	466209,4	476814,4
Сентябрь	392748	400240	90332,04	92055,2	483080	492295,2
Октябрь	403482	394095	92800,86	90641,85	496282,9	484736,9
Ноябрь	410384	415142	94388,32	95482,66	504772,3	510624,7
Декабрь	441079	454045	101448,2	104430,4	542527,2	558475,4

Основные причины отличия фактических показателей от проектных заключаются в аварийных простоях скважин: отказ работы ЭЦН (выход из строя гидрозащиты, ПЭД), запуск ЭЦН в работу (ВНР), ТКРС, отключение электричества, отработка скважины на факельный амбар, промывка скважины, кислотная обработка.

2.3 Характеристика технических проблем системы разработки месторождения

Пластовые воды продуктивных пластов Ярактинского месторождения по своим физико-химическим свойствам относятся к высокоминерализованным рассолам хлоридно-кальциевого типа по классификации В.А. Сулина (($Na^+ + K^+$)/г Cl^-<l). Они характеризуются высокой плотностью (1,23…1,30 г/см^3) и минерализацией (292…394 г/л), высоким содержанием кальция и магния (72 и 14 г/л соответственно) и незначительным - сульфатов (0,06-0,60 г/л).

Наиболее подвержены солеотложениям глубинно-насосное оборудование, групповые замерные установки, выкидные коллектора, ДНС, теплообменники. Интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50 мм), в задвижках, клапанах, переходящих патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока.

Отложение солей вызывает снижение объемов добычи жидкости, уменьшает межремонтный период работы нефтепромыслового оборудования.

Для прогнозирования возможности образования осадков на стадии предэксплуатационного периода также необходимо знать состав пластовых вод, а также термобарические параметры пласта, pH водной среды.

Эффективность мероприятий по ликвидации солеотложений зависит от предсказания и своевременного обнаружения солевых осадков в скважинах, на насосах и в системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти.

Можно выделить два направления прогнозирования солеобразования при добыче нефти: эмпирико-статический, основанный на фактическом опыте разработки соседних месторождении, и аналитический [6].

По первому направлению прогнозирование солеотложений может осуществляться для оценки динамики солеобразующего фонда добывающих скважин на перспективу в пределах месторождения, группы месторождений или региона.

Чаще всего прогнозирование осуществляется по второму направлению для конкретных объектов и условий на основе физико-химических расчетов поведения состава попутно добываемых с нефтью вод, как основного источника осадковыпадения. Однако следует иметь в виду, что из-за практической трудности получения ряда исходных данных, отвечающих реальным условиям: быстрая изменчивость некоторых параметров после отбора проб воды (температуры, давления, выделение растворенных кислых газов CO_2, H_2S и др.), неопределенность внутрипластовых процессов в нефтяном пласте, несовершенства современных физико-химических методов расчета растворимости солей в природных водах и при их смешении точное аналитическое прогнозирование солеобразования далеко не всегда возможно.

Тем не менее, как показывает практика, используемые в настоящее время методы прогнозирования солеобразования при добыче нефти качественно вполне позволяют предсказывать возможное выпадение солей,

выявлять тенденцию к солеотложениям или другие факторы, способствующие образованию солей.

Специфика и конкретные приемы прогнозирования зависят от типа солеотложения (карбонатный, сульфатный или хлоридный), места образования солей (пористая среда пласта, скважина или наземные коммуникации), технологического режима разработки залежей и многих других факторов. Как правило, для проведения прогнозных расчетов необходимо знать:

- анализы пластовой и закачиваемой воды, причем особое внимание должно быть уделено надежному определению pH,
- содержание неустойчивых газовых компонентов CO_2 и H_2S, в некоторых случаях – микрокомпонентов Ba и Sr;
- состав породы коллектора, в особенности наличие карбонатных и сульфатных пород;
- начальные термобарические условия и их изменение в процессе разработки;
- давление насыщения и состав растворенного газа;
- технологические показатели работы пласта и скважин.

Проведем прогноз солеотложения методом Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона на основании 10 проб воды. Оценка возможного выпадения сульфатных солей в нефтяных и газовых скважинах осуществляется по индексу насыщения:

$$SI = \lg \frac{\left[Kt^{2+}\right] \cdot \left[An^{2-}\right]}{K},$$

где SI – индекс насыщения (солеобразование предполагается при $SI > 0$), ед.; $[Kt^{2+}] \cdot [An^{2-}]$ – произведение молярных концентраций в растворе солеобразующих катиона и аниона, K – константа произведения растворимости при равновесном состоянии, которую в зависимости от термобарических условий и ионной силы раствора (μ) определяют как:

$$pK = a + bT + cT^2 + dP + eI^{0,5} + fI + gI^{1,5} + hTI^{0,5},\ K = 10^{-pK},$$

где T – температура в градусах Фаренгейта (°F); P – давление в psi; a, b, c, d, e, f, g, h – эмпирические коэффициенты.

Эмпирические коэффициенты для определения константы произведения растворимости при равновесном состоянии для гипса равны: a = 3,559; b = $-0{,}266 \cdot 10^{-3}$; c = $9{,}029 \cdot 10^{-6}$; d = $-5{,}586 \cdot 10^{-5}$; e = -0,847; f = $5{,}24 \cdot 10^{-2}$; g = $8{,}52 \cdot 10^{-2}$; h = $-2{,}090 \cdot 10^{-3}$.

Ионная сила раствора (μ) определяют как:

$$\mu = \frac{\left(Cl^- + HCO_3^- + Na^+\right) + 2\left(SO_4^{2-} + Ca^{2+} + Mg^{2+}\right)}{2 \cdot 1000}.$$

Определим индекс насыщения воды гипсом ($Ca_2SO_4 \times 2H_2O$) при температуре 38 ˚C (100,4 ˚F) и давлении 60 кг/см^2 (853,4 psi) для скважин, химические составы проб воды которых приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Химический состав пробы воды в мг-экв/л

Скважина	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+
Ya_x63	2874,19	6,58	12,0	2000,0	500,0	393,6
Ya_x45	1732,011	22,58	73,96	355,0	260,0	1214,1
Ya_x27	2493,5	3,88	6,35	614,97	875,0	1014,5
Ya_x70	3573,9	3,88	6,35	614,97	6500,0	1701,9
Ya_x97	5663,9	18,77	17,79	1961,33	699,92	2798,36
Ya_x53	1974,4	16,39	55,98	225,0	50,0	3004,3
Ya_x03	3573,9	12,18	4,99	460,0	40,0	3092,2
Ya_x90	5673,4	37,38	89,97	3225,0	200,0	2377,4
Ya_x42	4723,6	38,6	59,98	1675,0	1250,0	1898,6
Ya_x06	7147,9	21,73	23,99	5750,0	1250,0	195,8

Проба воды 1. Скважина Ya_x63. Плотность воды $\rho_в$ = 1090 кг/м^3.

Ионная сила раствора:

$$\mu = \frac{(2874,19 + 12,0 + 393,6) + 2(6,58 + 2000,0 + 500,0)}{2 \cdot 1000} = 4,15.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right] = (2000,0 \cdot 20,04)/(40,08 \cdot 1000) = 1,0 \ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right] = (6,58 \cdot 48,03)/(96,06 \cdot 1000) = 0,003291 \ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI = \lg \frac{\left[Ca^{2+}\right] \times \left[SO_4^{2-}\right]}{K_2} = \lg\left(\left[Ca^{2+}\right] \times \left[SO_4^{2-}\right]\right) + [3,599 - 0,266 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 + 9,029 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^2 -$$
$$- 5,586 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 - 0,847 \cdot 4,14^{0,5} + 5,24 \cdot 10^{-2} \cdot 4,14 + 8,52 \cdot 10^{-2} \cdot 4,14^{1,5} -$$
$$- 2,09 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 4,14^{0,5}] = \lg(1,0 \cdot 0,003291) + 2,36 = -2,48 + 2,36 = -0,12.$$

Проба воды 2. Скважина Ya_x45.

Ионная сила раствора:

$$\mu = \frac{(1732,011 + 73,96 + 1214,1) + 2(22,58 + 355,0 + 260,0)}{2 \cdot 1000} = 2,14.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(355,0\cdot 20,04)/(40,08\cdot 1000)=0,178\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(22,58\cdot 48,03)/(96,06\cdot 1000)=0,01129\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot 10^{-3}\cdot 100,4+9,029\cdot 10^{6}\cdot 100,4^2-$$
$$-5,586\cdot 10^{-5}\cdot 853,4-0,847\cdot 2,14^{0,5}+5,24\cdot 10^{-2}\cdot 2,14+8,52\cdot 10^{-2}\cdot 2,14^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot 10^{-3}\cdot 100,4\cdot 2,14^{0,5}]=\lg(0,178\cdot 0,01129)+2,40=-2,69+2,40=-0,29.$$

Проба воды 3. Скважина Ya_x27. Плотность воды $р_в$ = 1283 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(2493,5+6,35+1014,5)+2(3,88+614,97+875,0)}{2\cdot 1000}=3,25.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(614,97\cdot 20,04)/(40,08\cdot 1000)=0,307\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(3,88\cdot 48,03)/(96,06\cdot 1000)=0,0019\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot 10^{-3}\cdot 100,4+9,029\cdot 10^{6}\cdot 100,4^2-$$
$$-5,586\cdot 10^{-5}\cdot 853,4-0,847\cdot 3,25^{0,5}+5,24\cdot 10^{-2}\cdot 3,25+8,52\cdot 10^{-2}\cdot 3,25^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot 10^{-3}\cdot 100,4\cdot 3,25^{0,5}]=\lg(0,307\cdot 0,0019)+2,33=-3,22+2,33=-0,89.$$

Проба воды 4. Скважина Ya_x70. Плотность воды $р_в$ = 1160 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(3573,9+6,35+1701,9)+2(3,88+614,97+6500,0)}{2\cdot 1000}=9,76.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(614,97\cdot 20,04)/(40,08\cdot 1000)=0,307\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(3,88\cdot 48,03)/(96,06\cdot 1000)=0,0019\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI = \lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2} = \lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right) + [3,599 - 0,266\cdot10^{-3}\cdot100,4 + 9,029\cdot10^{6}\cdot100,4^2 -$$
$$-5,586\cdot10^{-5}\cdot853,4 - 0,847\cdot9,76^{0,5} + 5,24\cdot10^{-2}\cdot9,76 + 8,52\cdot10^{-2}\cdot9,76^{1,5} -$$
$$-2,09\cdot10^{-3}\cdot100,4\cdot9,76^{0,5}] = \lg(0,307\cdot0,0019) + 3,38 = -3,22 + 3,38 = 0,16.$$

Проба воды 5. Скважина Ya_x97. Плотность воды $\rho_в$ = 1210 кг/м^3. Ионная сила раствора:

$$\mu = \frac{(5663,9 + 17,79 + 2798,36) + 2(18,77 + 1961,33 + 699,92)}{2\cdot1000} = 6,92.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right] = (1961,33\cdot20,04)/(40,08\cdot1000) = 0,981\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right] = (18,77\cdot48,03)/(96,06\cdot1000) = 0,0093\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI = \lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2} = \lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right) + [3,599 - 0,266\cdot10^{-3}\cdot100,4 + 9,029\cdot10^{6}\cdot100,4^2 -$$
$$-5,586\cdot10^{-5}\cdot853,4 - 0,847\cdot6,92^{0,5} + 5,24\cdot10^{-2}\cdot6,92 + 8,52\cdot10^{-2}\cdot6,92^{1,5} -$$
$$-2,09\cdot10^{-3}\cdot100,4\cdot6,92^{0,5}] = \lg(0,981\cdot0,0093) + 2,70 = -2,03 + 2,70 = 0,67.$$

Проба воды 6. Скважина Ya_x53. Плотность воды $\rho_в$ = 1091 кг/м^3. Ионная сила раствора:

$$\mu = \frac{(1974,4 + 55,98 + 3004,32) + 2(16,39 + 225,0 + 50,0)}{2\cdot1000} = 2,80.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right] = (225,0\cdot20,04)/(40,08\cdot1000) = 0,113\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right] = (787,5\cdot48,03)/(96,06\cdot1000) = 0,0082\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI = \lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2} = \lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right) + [3,599 - 0,266\cdot10^{-3}\cdot100,4 + 9,029\cdot10^{6}\cdot100,4^2 -$$
$$-5,586\cdot10^{-5}\cdot853,4 - 0,847\cdot2,80^{0,5} + 5,24\cdot10^{-2}\cdot2,80 + 8,52\cdot10^{-2}\cdot2,80^{1,5} -$$
$$-2,09\cdot10^{-3}\cdot100,4\cdot2,80^{0,5}] = \lg(0,113\cdot0,0082) + 2,71 = -3,03 + 2,35 = -0,68.$$

Проба воды 7. Скважина Ya_x03. Плотность воды $\rho_в$ = 1162 кг/м^3. Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(3573,9+4,99+40,0)+2(12,18+460,0+3092,2)}{2\cdot1000}=3,84.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(460,0\cdot20,04)/(40,08\cdot1000)=0,230\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(12,18\cdot48,03)/(96,06\cdot1000)=0,0060\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot10^{-3}\cdot100,4+9,029\cdot10^{6}\cdot100,4^2-$$
$$-5,586\cdot10^{-5}\cdot853,4-0,847\cdot3,84^{0,5}+5,24\cdot10^{-2}\cdot3,84+8,52\cdot10^{-2}\cdot3,84^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot10^{-3}\cdot100,4\cdot3,84^{0,5}]=\lg(0,230\cdot0,0060)+2,35=-2,85+2,35=-0,5.$$

Проба воды 8. Скважина Ya_x90. Плотность воды $\rho_в$ = 1197 кг/м^3. Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(5673,4+89,97+2377,4)+2(37,38+3225,0+200,0)}{2\cdot1000}=7,53.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(3225,0\cdot20,04)/(40,08\cdot1000)=1,613\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(37,38\cdot48,03)/(96,06\cdot1000)=0,0186\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot10^{-3}\cdot100,4+9,029\cdot10^{6}\cdot100,4^2-$$
$$-5,586\cdot10^{-5}\cdot853,4-0,847\cdot7,53^{0,5}+5,24\cdot10^{-2}\cdot7,53+8,52\cdot10^{-2}\cdot7,53^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot10^{-3}\cdot100,4\cdot7,53^{0,5}]=\lg(1,613\cdot0,0186)+2,83=-1,52+2,83=1,31.$$

Проба воды 9. Скважина Ya_x42. Плотность воды $\rho_в$ = 1197 кг/м^3. Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(4723,6+59,98+1898,6)+2(38,6+1675,0+1250,0)}{2\cdot1000}=6,30.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(1675,0\cdot 20,04)/(40,08\cdot 1000)=0,838\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(38,6\cdot 48,03)/(96,06\cdot 1000)=0,0193\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot 10^{-3}\cdot 100,4+9,029\cdot 10^{6}\cdot 100,4^{2}-$$
$$-5,586\cdot 10^{-5}\cdot 853,4-0,847\cdot 6,3^{0,5}+5,24\cdot 10^{-2}\cdot 6,3+8,52\cdot 10^{-2}\cdot 6,3^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot 10^{-3}\cdot 100,4\cdot 6,3^{0,5}]=\lg(0,838\cdot 0,0193)+2,6=-1,79+2,6=0,81.$$

Проба воды 10. Скважина Ya_x06. Плотность воды $\rho_в$ = 1282 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$$\mu=\frac{(7147,9+23,99+195,8)+2(21,73+5750,0+1250,0)}{2\cdot 1000}=10,7.$$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$$\left[Ca^{2+}\right]=(5750,0\cdot 20,04)/(40,08\cdot 1000)=2,875\ г-ион/л;$$

$$\left[SO_4^{2-}\right]=(21,73\cdot 48,03)/(96,06\cdot 1000)=0,0108\ г-ион/л.$$

Индекс насыщения гипсом:

$$SI=\lg\frac{\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]}{K_2}=\lg\left(\left[Ca^{2+}\right]\times\left[SO_4^{2-}\right]\right)+[3,599-0,266\cdot 10^{-3}\cdot 100,4+9,029\cdot 10^{6}\cdot 100,4^{2}-$$
$$-5,586\cdot 10^{-5}\cdot 853,4-0,847\cdot 10,7^{0,5}+5,24\cdot 10^{-2}\cdot 10,7+8,52\cdot 10^{-2}\cdot 10,7^{1,5}-$$
$$-2,09\cdot 10^{-3}\cdot 100,4\cdot 10,7^{0,5}]=\lg(2,875\cdot 0,0108)+3,66=-1,5+3,66=2,16.$$

Результаты расчета прогнозирования выпадения гипса приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты прогнозирования образования гипса

№ проб.	Скважина	$\rho_в$, кг/м^3	μ	[Ca^{2+}], г-ион/л	[SO_4^{2-}], г-ион/л	SI
1	Ya_x63	1090	4,15	1,0	0,0032	-0,12
2	Ya_x45	1085	2,14	0,178	0,01129	-0,29
3	Ya_x27	1283	3,25	0,307	0,0019	-0,89
4	Ya_x70	1160	9,76	0,307	0,0019	0,16
5	Ya_x97	1210	6,92	0,981	0,0093	0,67
6	Ya_x53	1091	2,80	0,113	0,0082	-0,68

7	Ya_x03	1162	3,84	0,230	0,0060	-0,5
8	Ya_x90	1197	7,53	1,613	0,0186	1,31
9	Ya_x42	1197	6,30	0,838	0,0193	0,81
10	Ya_x06	1282	10,7	2,875	0,0108	2,16

Значение индекса насыщения (*SI*) в пробах 1, 2, 3, 6 и 7 отрицательное (*SI*<0), отсюда следует, что солеобразование в данных скважинах маловероятно. Положительное значение индекса насыщения в пробах 4, 5, 8, 9 и 10 свидетельствует о том, что фактическое насыщение раствора гипсом больше равновесного состояния и возможно выпадение осадка. Проанализировав плотности жидкости проб 4, 5, 8, 9 и 10, можно сделать вывод, что смешанные воды наиболее предрасположены к солеобразованию. Так же соли могут образовываться и в пластовой воде.

Из всего выше сказанного следует, что необходимо разработать мероприятия по защите скважин от образования отложений солей.

3 ТЕХНОЛГИЯ И ТЕХНИКА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОБРАЗОВАНИЙ

3.1. Методы предотвращения отложений солей при добычи нефти

3.1.1. Классификация методов предотвращения отложений солей при добычи нефти

Предотвращение солеотложений в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как негативным явлением.

Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, наличия сырьевой базы, доступности технических средств и прочих факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 –Методы предотвращения солеотложений

Однако в нефтепромысловой практике приоритетное распространение для предотвращения солеотложений получили ингибиторные способы защиты скважин и оборудования.

3.1.2.Физические методы предупреждения солеотложений

К физическим методам можно отнести воздействие на поток жидкости акустическими или магнитными полями, способствующими образованию солей в объеме раствора, которые затем в виде шлама выносятся с добывающим флюидом. К этим же методам относится использование защитных покрытий отдельных деталей, узлов оборудования и НКТ. В нефтепромысловой практике имеется опыт применения НКТ с покрытием поверхности стеклом, лаком и эмалями. Как показала практика применения оборудования с покрытием, после непродолжительного первоначального положительного эффекта при дальнейшей эксплуатации наблюдалось отложение солей.

Физические методы оказывают локальное действие, вследствие чего отложение солей может наблюдаться в другом месте.

3.1.3. Технологические способы предупреждения солеотложений

Практика разработки и эксплуатации залежей нефти показывает, что для предупреждения отложений неорганических солей в скважинах и оборудовании могут использоваться методы на основе технологических процессов добычи нефти. В частности, методы, исключающие при заводнении залежей нефти смешение химически несовместимых вод, как одну из причин выпадения солей, способствующие увеличению скоростей водонефтяного потока в системе подъемного лифта и внутри промыслового сбора нефти, покрытия с низкой адгезионной способностью и другие методы, предотвращающие отложение солей. Мерой снижения интенсивности процесса солеотложения являются турбулизация водонефтяного потока и недопущение разгазирования, приводящего в условиях с выделением CO_2 к карбонатной неустойчивости воды. Интенсивное солеобразование может происходить также за счет прорыва несовместимых вод из водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны в процессе эксплуатации скважины, и эффективным средством борьбы в данном случае является изоляция водопритоков.

Использование технологических параметров часто затруднено в связи с условиями разработки, не позволяющими их выполнить.

3.1.4. Ингибиторная защита скважинного оборудования

Для предупреждения отложений солей на всем пути следования добываемого потока единственно эффективным способом остается использование химических реагентов-ингибиторов солеотложения.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложений условно можно разделить на следующие три типа. Хелаты – вещества, способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их

взаимодействию с солеобразующими анионами. Ингибиторы «порогового» действия, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей. Кристаллоразрушающие ингибиторы, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов.

По своей химической природе потенциальными ингибиторами солеотложений могут быть неиногенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислоты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой или малеиновой, различные композиции перечисленных соединений.

Для получения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ. Не случайно выпускаемые в последнее время многие ингибиторы представляют сложные композиционные составы.

Многокомпонентные ингибирующие композиции условно подразделяются на две большие группы: составы, по крайней мере, с одним из компонентов, не являющимся ингибитором солеотложения (например, поверхностно-активное вещество неионогенного типа - НПАВ), но усиливающим его действие, и составы, включающие все компоненты ингибирующего действия.

В основе механизма действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Адсорбируясь на зародышевых центрах солевого соединения, ингибиторы подавляют рост кристалла, видоизменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям. В качестве химических реагентов, препятствующих кристаллизации малорастворимых неорганических солей, эффективно используются комплексоны.

На основе комплексонов создаются эффективные отечественные ингибиторы солеотложения.

В отечественной нефтепромысловой практике для предупреждения отложения неорганических солей используется более 30 однокомпонентных и композиционных ингибиторов, один из которых наиболее широко применяется, охарактеризован ниже.

ИСБ-1 (НТФ) – комплексон в виде нитрилотриметилфосфоновой кислоты ($C_3H_{12}NO_9P_3$).

Ингибитор разработан ВНИИ химических реактивов и особо чистых химических веществ (ВНИИ ИРЕА) и Башкирским научно-исследовательским и проектным институтом (БашНИПИнефть) и предназначен для предупреждения сульфатно- и карбонатно-кальциевых отложений. Ингибитор получил широкое распространение в отечественной практике нефтедобычи.

Ингибитор представляет собой кристаллический порошок белого цвета, хорошо растворимый в воде, кислотах, щелочах. Не растворим в органических растворителях и нефти. Обладает свойством сильной кислоты. Малотоксичен, не взрывоопасен, не горюч. Безопасная концентрация в

воздухе производственных помещений составляет 1 мг/м^3.

Ингибитор совместим с минерализованными водами (0,1…5%), раствор в пресной воде совместим с водой, содержащей до 16 г/л ионов кальция, и обладает различными адсорбционно-десорбционными свойствами в зависимости от адсорбента.

Реагент может вводиться в систему путем постоянного и периодического дозирования через затрубное пространство скважины с удельным расходом 2…5 г/м^3, а также путем разовой закачки в скважину и призабойную зону скважины (ПЗС) с расходом 5…10 г/м^3. Минимально допустимый расход реагента для первичной обработки ПЗС рекомендуется 50 кг.

Положительные результаты были получены при опытно-промышленном применении ингибитора путем подачи 1%-ного водного раствора (при дозировке 5 г/м^3 добываемой воды) в систему газлифта в условиях месторождения Узень (Казахстан).

Раствор ингибитора доставлялся на забой скважины потоком газа и смешивался с попутно добываемой водой. При постоянной дозировке ингибитора осмотр скважин через 90 суток существенных осложнений не выявлял.

Относительно ингибирующей способности к карбонату кальция *($CaCO_3$),* сульфатам кальция *($CaSO_4$)* и бария ($BaSO_4$) на основе данного реагента испытывалась целая серия образцов, которые были предложены ИРЕА и БашНИПИнефть к использованию. Оценка производилась по количеству выпавшего осадка в течение 2…24 часов из растворов с минерализацией 25…28 г/л и содержанием (г/л) Ca^{2+}=0,4 и HCO_3=0,87; Ca^{2+}=2,45 и SO_4^{2}=4,26; Ba^{2+}=0,314 и SO_4^{2}=0,54. Ингибирование относительно ($CaSO_4$) и ($CaCO_3$) проводилось при температуре 80°С, для ($BaSO_4$) - при температуре 25°С. Испытания показали, что для предупреждения отложений кальцита ($CaCO_3$) наиболее результативными оказались марки ИСБ-20,23,24,25, эффективность которых при содержании в растворе 3…5 мг/л достигала 98…100%. По отношению к отложениям сульфата кальция наиболее эффективными (практически 100%) оказались образцы ИСБ-215,216,217 при концентрации в растворе 2…5 мг/л. Эффектом комплексного действия для предупреждения отложений ($CaSO_4$) и ($CaCO_2$) обладал ингибитор ИСБ-30 при концентрации в растворе 5 мг/л. Относительно предупреждения выпадения барита наибольший эффект проявил ингибитор марки ИСБ-35 при значительно более высоких концентрациях в растворе – 30 мг/л. Данные ингибиторы были рекомендованы к промышленному производству.

3.2. Технология применения ингибиторов отложения солей

Наряду с созданием ингибирующих составов предупреждения отложения солей важное значение приобретают технологические способы их реализации. В зависимости от условий ингибиторы могут применяться по

следующей технологии:

- путем непрерывной или периодической подачи в систему с помощью специальных дозировочных устройств;
- периодической закачкой раствора в скважину с последующей задавкой его в призабойную зону.

Последовательно могут использоваться комбинированные способы подачи ингибитора, например, вначале периодическая закачка, затем - через 2…6 месяцев непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

В соответствии с общими принципами ингибиторной защиты скважин и оборудования перед реализацией технологии предупреждения солеобразований на объектах (скважинах) необходимы подготовительные работы (РД-39-23-702-82 и РД-39-23-715-82).

Шаблонированием, или спуском дистанционного измерителя диаметра труб (ДИД), устанавливается наличие осадков, зоны их отложений и состав. Засорение лифта скважин и призабойной зоны может устанавливаться косвенно, одновременно со снижением дебита по падению устьевого и повышению рабочего давления, снижению коэффициента продуктивности скважины. При отложениях производятся работы по восстановлению продуктивности скважин. Для удаления солевых осадков в начальной стадии обычно используется солянокислотные обработки 15-18% концентрацией раствора с добавкой ингибитора кислотной коррозии в концентрации 0,5-1% на объем кислоты. Скважина выдерживается с соляной кислотой в течение 2 часов. В случае снижения давления на агрегате при выдержке скважины с соляной кислотой ее необходимо периодически подкачивать в насосно-компрессорные трубы скважины. При повторной обработке скважины соляной кислотой время выдержки берется от 1,5 до 2 часов.

При обработке призабойной зоны количество кислоты определяется в зависимости от толщины пласта и геолого-физических свойств. В среднем берется от 0,2 до 0,8 $м^3$ раствора кислоты на один погонный метр обрабатываемого интервала пласта. Результаты солянокислотных обработок скважин при всех способах их эксплуатации проверяются шаблонированием, а призабойной зоны - по восстановлению дебита и коэффициента продуктивности.

Дозированная подача ингибитора в скважину (систему).

Данный метод считается надежным методом, хотя требует постоянного контроля и обслуживания дозировочных насосов и устройств.

Через затрубное пространство жидкий ингибитор подается в скважины по схеме на рисунке 3.2 с обвязкой устья, изображенной на рисунке 3.3.

При подаче ингибитора в систему внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, подача осуществляется в последовательности, как и для скважин. Определяется место отложения солей, проводятся работы по их очистке и устанавливается дозировочное оборудование.

Реагент обычно подается в виде 5-10% раствора в пресной воде, а в зимнее время из-за низкой температуры ингибитор подается в чистом виде в

байпасную линию, через которую в затрубное пространство пропускается часть продукции скважины (до 10%). Расход реагента корректируется в зависимости от изменения дебита скважины по воде и содержания ингибитора в попутно добываемой воде.

Распространение получил метод периодической подачи ингибитора в затрубное пространство скважины, однако он не всегда применим, так как при низких динамических столбах реагент быстро выносится потоком жидкости.

В наиболее благоприятных условиях при высоких динамических столбах периодичность подачи ингибитора составляет от 15 до 20 суток.

Метод дозирования ингибитора применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах лифта, но при отложении солей в призабойной зоне пласта необходима его задавка в пласт.

Подача ингибитора через систему поддержания пластового давления применяется в процессе разработки залежи с заводнением.

Средствами подачи ингибиторов в скважину (систему) являются различной конструкции дозаторы, или применяется контейнерный способ для гранулированных твердых реагентов. При отложении солей в насосных установках, насосно-компрессорных трубах, устьевой арматуре скважин нашел применение глубинный дозатор с принудительной подачей жидкого реагента.

БДР (блок дозирования реагентов) предназначен для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки нефти с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульгации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, солей, карбонатных отложений, парафиноотложений и др.

Схема подключения блока дозирования реагентов представлена на рисунке 3.4.

БДР выполнен в блочном исполнении. Оборудование блока смонтировано на сварной раме и находится в теплоизолированном помещении.

- Исполнение 1 — БДР, состоящий из двух отдельных блоков-отсеков установленных на одной раме. Блок-отсек технологический с электроприборами во взрывозащищенном исполнении, с уровнем взрывозащиты соответствующим классу взрывоопасной зоны В1-а (согласно ПУЭ гл. 7.3.85). Блок-отсек аппаратурный с электроприборами общепромышленного исполнения. Блок устанавливается заказчиком за пределами взрывоопасной зоны.
- Исполнение 2 — БДР, состоящий из отдельно стоящих технологического и аппаратурного блоков. Блок технологический с электроприборами во взрывозащищенном исполнении, с уровнем взрывозащиты соответствующим классу взрывоопасной зоны В1-а. Блок аппаратурный с электроприборами общепромышленного исполнения. Электрические цепи блока технологического

выведены на клеммные коробки. Шкафы, панели управления и вторичные приборы установлены в аппаратурном блоке. Блок аппаратурный устанавливается заказчиком за пределами взрывоопасной зоны.

- Исполнение 3 — БДР, состоящий из технологического блока и шкафов, панелей управления, вторичных приборов. Блок технологический с электроприборами во взрывозащищенном исполнении, с уровнем взрывозащиты соответствующим классу взрывоопасной зоны В1-а. Электрические цепи блока технологического выведены на клеммные коробки. Шкафы, панели управления и вторичные приборы общепромышленного исполнения, предназначены для установки в помещении заказчика, транспортируются внутри технологического блока.
- Исполнение 4 — БДР, со шкафами управления и силовым оборудованием во взрывозащищенном исполнении размещается в одном помещении, предназначен для во взрывоопасной.

В технологическом отсеке смонтированы:

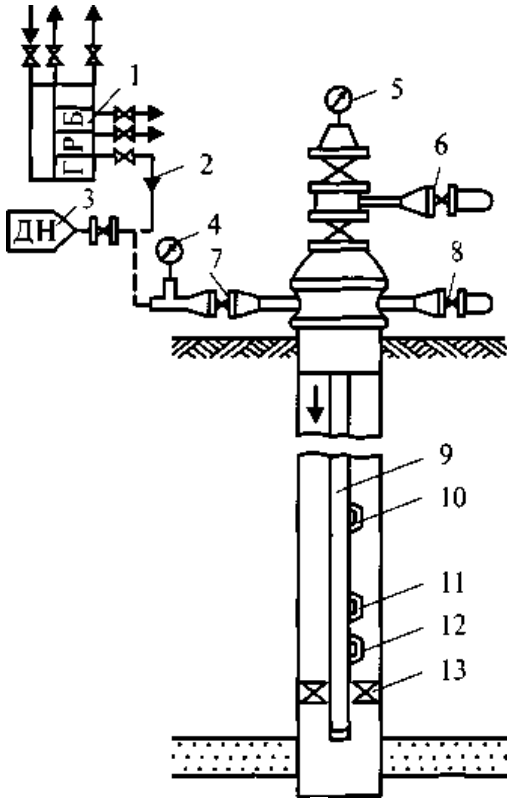
- насос-дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии;
- насос шестеренный, осуществляющий заполнение технологической емкости реагентом и периодическое перемешивание реагента в емкости;
- расходная емкость, предназначенная для хранения дополнительного объема реагентов, а также для настройки насоса дозатора посредством визуального указателя уровня жидкости;
- емкость технологическая, предназначенная для хранения и подогрева реагента с помощью вмонтированного электронагревателя. На емкости предусмотрен визуальный указатель уровня жидкости;
- жалюзийные решетки на дверях и вентилятор;
- КИПиА для контроля технологических параметров и посты управления;
- в блоке аппаратурном размещена вся аппаратура управления установкой дозирования.

Установки комплектуются всем необходимым оборудованием, которое выполняет функции перераспределения питающего напряжения по всем отходящим нагрузкам установки и их электрическую защиту. Так же установка выполняет все функции контроля и управления технологическим оборудованием. Консоль управления может быть выполнена в дистанционном исполнении (связь по RS 485/RS422 — до 1200 метров), реализована программными средствами верхнего уровня АСУТП.

Блок дозирования реагентов скважинный (БДР.С)

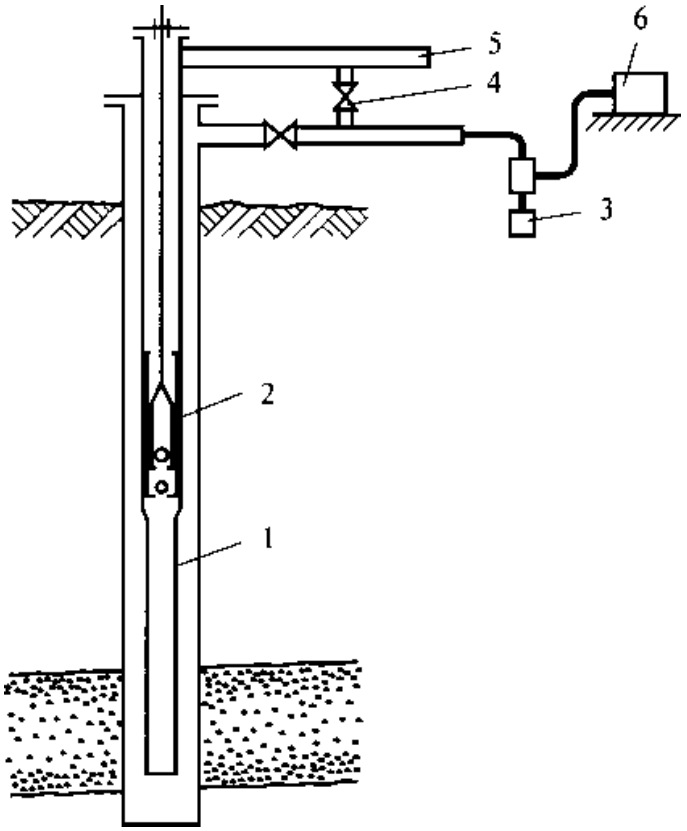
Блок дозирования реагентов скважинный компании «ОЗНА» представлен на рисунке 3.5.

Основное оборудование блока расположено в металлическом корпус-контейнере. В зависимости от климатических условий возможно изготовление утепленного варианта корпус-контейнера.



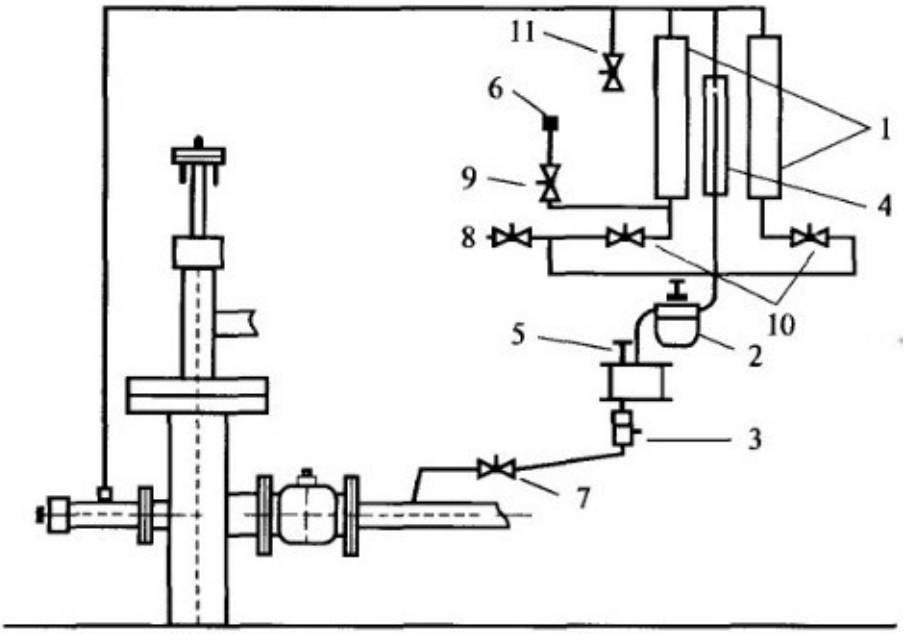
1- газораспределительная батарея; *2* – скважинная линия с газом высокого давления; *3* - дозировочный насос; *4, 5* – манометры; *6* – задвижка выкидной линии; *7, 8* – затрубные задвижки; *9* – НКТ; *10, 11* – пусковой и рабочий газлифтные клапаны; *12* – циркуляционный клапан; *13* – пакер.

Рисунок 3.2 – Схема подачи ингибитора в затрубное пространство скважины



1 - хвостовик; *2* - скважинный штанговый насос; *3* - дозировочный насос; *4* - обводная линия; 5 - выкидная линия; *6* - емкость для ингибитора.

Рисунок 3.3 – Обвязка устья скважины для дозирования ингибитора предупреждения отложения солей



1 – рабочая емкость; 2 – фильтр; 3 – каплеобразователь; 4 – уровнемер; 5 – регулирующий вентиль; 6 – манометр; 7-11 – вентили.

Рисунок 3.4 – Схема подключения блока дозирования реагентов

В блоке расположены:

- насос-дозатор;
- емкость технологическая с датчиком уровня;
- фильтр тонкой очистки; визуальный указатель уровня;
- трубопроводная обвязка с электроконтактным манометром;
- система (шкаф) управления взрывозащищенного исполнения.

Исполнение емкости, деталей и узлов, контактирующих с реагентом, коррозионно-стойкое (нержавеющая сталь). По дополнительным требованиям блок может быть укомплектован наземным трубопроводом и узлом ввода реагента в скважину.

Блоки дозирования реагентов скважинные, изготавливаются в следующих основных вариантах исполнения:

- Исполнение 1 – БДР.С, состоящий из двух отдельных блоков-отсеков, установленных на одной раме. Блок-отсек технологический с электроприборами во взрывозащищенном исполнении и аппаратурный отсек с электроприборами в общепромышленном исполнении. БДР.С предназначен для установки за пределами взрывоопасной зоны.
- Исполнение 2 – БДР.С, состоящий из технологического блока со шкафами управления и силовым оборудованием во взрывозащищенном исполнении, размещенными в одном помещении. БДР.С предназначен для установки во взрывоопасной зоне.



Рисунок 3. 5 – Блок дозирования реагентов скважинный (БДР.С)

Основные характеристики БДР.С представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики БДР.С

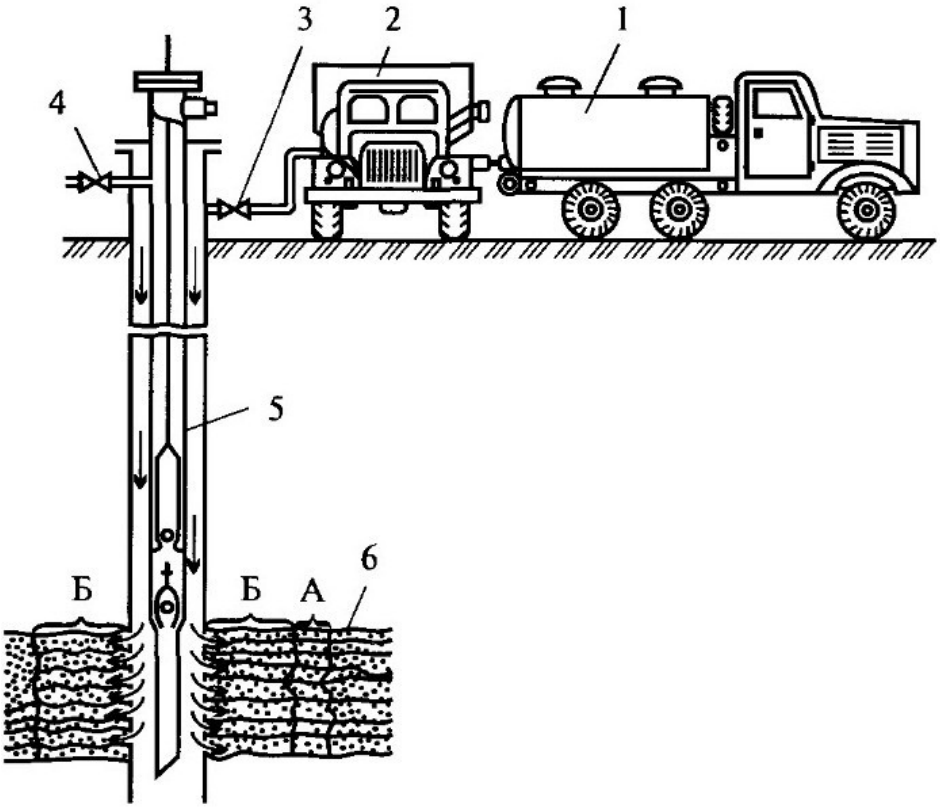
Параметры	Значения параметров
Производительность насоса	0,02…25 л/ч
Количество насосов	1 шт.
Давление всасывания	0,01 – 0,05 МПа
Давление нагнетания	0,1 – 70 МПа
Номинальная мощность	до 5 кВт
Номинальное напряжение	380 В
Частота	50 Гц
Род тока	Переменный, трехфазный
Температура в блоке	не ниже плюс 5 °С
Температура перекачиваемой среды	минус 50…плюс 70 °С
Габаритные размеры не превышают (длина × ширина × высота)	1000×1000×1600 мм
Срок службы блоков для наземных сооружений	не менее 10 лет

Задавка ингибитора в призабойную зону скважины. Данный метод позволяет предотвращать отложение солей в течение всего периода выноса реагента с продукцией скважины. Задавке ингибитора в пласт предшествуют подготовительные работы. В соответствии с РД-39-23- 702-82 и РД-39-23-715-82 периодическую залавку ингибитора в призабойную зону рекомендуется

осуществлять в определенной последовательности.

Задавка раствора ингибитора в призабойную зону скважин осуществляется по схеме на рисунке 3.6.

Для фонтанных скважин сначала открывают задвижку на затрубном пространстве, заменяют жидкость в НКТ на раствор ингибитора, и его расчетный объем при закрытой задвижке с продавочной жидкостью задавливается в ПЗС.



1 – автоцистерна с раствором ингибитора; 2 – насосный агрегат; 3 – затрубная задвижка; 4 – выкидная линия; 5 – скважинный штанговый насос; 6 – продуктивный пласт; А – зона проникновения ингибитора; Б – зона проникновения продавочной жидкости

Рисунок 3. 6 – Схема задавки ингибитора в призабойную зону скважины

Давление задавки определяется приемистостью пласта, и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины. При низкой приемистости и высоком пластовом давлении реагент следует закачивать через НКТ с предварительной установкой пакера. Однако и в данном случае давление закачки реагента не должно превышать давления гидроразрыва пласта. В случае перевода скважины на механизированный способ добычи при задавке раствора ингибитора вслед за продавочной жидкостью скважина глушится раствором необходимой плотности.

При механизированном способе добычи нефти, когда скважины оборудованы насосами (СШН, ЭЦН) с обратным клапаном, раствор ингибитора залавливается в затрубное пространство. Жидкость в затрубном

пространстве заменяется раствором ингибитора, закрывается задвижка на напорном трубопроводе насоса, и раствор ингибитора с продавочной жидкостью залавливается в пласт. При заполнении затрубного пространства скважины раствором ингибитора необходимо обеспечивать свободный излив жидкости из напорного трубопровода насоса. Для скважин, оборудованных ЭЦН с обратным клапаном, давление на устье затрубного пространства не должно превышать допустимого давления устьевого сальника, а в скважинах с ЭЦН без обратного клапана задавка ингибитора осуществляется через НКТ.

При всех способах эксплуатации скважин после задавки ингибитора в призабойную зону скважину выдерживают в течение 12…24 часов для более полной адсорбции реагента в пористой среде.

Затем скважина осваивается и пускается в эксплуатацию. Контроль содержания ингибитора в попутно добываемой с нефтью воде должен производиться не реже 2 раз в месяц путем анализа отбираемой жидкости в соответствии с РД-39-1-237-79. Повторная задавка ингибитора рекомендуется при минимально допустимой концентрации реагента в попутнодобываемой воде в пределах 1…5 мг/л (РД-39- 23-715-82).

Растворы ингибиторов на пресной воде для отечественных реагентов рекомендуются с концентрацией 0,2…1% (РД-39-23-702-82), для импортных реагентов 2…5% (РД-39-1-219-79).

3.4. Расчет при подаче ингибитора в скважину

Проведем расчет при подаче ингибитора в скважину для скважин, основные параметры которых указаны в таблице 3.3: дебит скважины по воде $Q_в$, м^3/сут; коэффициент пористости m; продуктивная толща пласта h, м; объем перфорированного участка эксплуатационной колонны V_1, м^3; производительность установки по жидкости $Q_{уст}$, м^3/сут.

В качестве ингибитора солеотложения применим ингибитор солеотложений АКВАТЕК-512: рекомендуемое содержание ингибитора в рабочем растворе при подаче в скважину $С_и$ = 5%; при разовой задавке $С_и$ = 1%; плотность раствора ингибитора $р_р$ = 1180 кг/м^3.

Таблица 3.3 – Исходные данные

Скважина	$Q_в$, м^3/сут	m, доли ед.	h, м	V_1, м^3	$Q_{уст}$, м^3/сут
Ya_x70	95	0,15	11	1,3	200
Ya_x97	210	0,15	31	2,8	500
Ya_x90	135	0,15	24	2,1	500
Ya_x42	70	0,15	7	0,8	200
Ya_x06	170	0,15	16	1,7	300

При постоянном дозировании в скважину количество ингибитора (G, кг), необходимое для одной заправки дозировочной системы, определяется из соотношения:

$$G = P_0 \cdot T,$$

где Т – межзаправочный период системы дозирования, сут; P_0 – расход ингибитора в единицу времени, кг/сут.

Расход ингибитора в единицу времени, определяемый по формуле:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3},$$

где $Q_в$ – дебит воды, $м^3$/сут; $P_{уд}$ – удельный расход ингибитора на 1 $м^3$ попутно добываемой воды (рекомендуется для ингибитора типа НТФ до 5 $г/м^3$).

Объем раствора реагента ($V_р$, $м^3$), необходимый в процессе одной заправки системы дозирования, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_p = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_и \cdot p_p}.$$

Зададимся межзаправочным периодом системы дозирования Т = 60 сут.

Тогда для исходных данных получим:

Скважина Ya_x70.

Расход ингибитора в единицу времени:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 95 \cdot 10^{-3} = 0,475 \ кг/сут.$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0,475 \cdot 60 = 28,5 \ кг.$$

Объем раствора реагента, необходимый в процессе одной заправки системы дозирования:

$$V_p = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_и \cdot p_p} = \frac{0,475 \cdot 60 \cdot 100}{5 \cdot 1180} = 0,48 \ м^3.$$

Скважина Ya_x97.

Расход ингибитора в единицу времени:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 210 \cdot 10^{-3} = 1,05 \ кг/сут.$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 1,05 \cdot 60 = 63 \ кг.$$

Объем раствора реагента, необходимый в процессе одной заправки системы дозирования:

$$V_p = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_u \cdot p_p} = \frac{1,05 \cdot 60 \cdot 100}{5 \cdot 1180} = 1,06 \ м^3.$$

Скважина Ya_x90.

Расход ингибитора в единицу времени:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 135 \cdot 10^{-3} = 0,675 \ кг/сут.$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0,675 \cdot 60 = 40,5 \ кг.$$

Объем раствора реагента, необходимый в процессе одной заправки системы дозирования:

$$V_p = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_u \cdot p_p} = \frac{0,675 \cdot 60 \cdot 100}{5 \cdot 1180} = 0,69 \ м^3.$$

Скважина Ya_x42.

Расход ингибитора в единицу времени:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 70 \cdot 10^{-3} = 0,35 \ кг/сут.$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0,35 \cdot 60 = 21 \ кг.$$

Объем раствора реагента, необходимый в процессе одной заправки системы дозирования:

$$V_p = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_u \cdot p_p} = \frac{1,05 \cdot 60 \cdot 100}{5 \cdot 1180} = 0,35 \ м^3.$$

Скважина Ya_x06.

Расход ингибитора в единицу времени:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 170 \cdot 10^{-3} = 0,85 \ кг/сут.$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0,85 \cdot 60 = 51 \ кг.$$

Объем раствора реагента, необходимый в процессе одной заправки системы дозирования:

$$V_р = \frac{P_0 \cdot T \cdot 100}{C_и \cdot p_р} = \frac{0,85 \cdot 60 \cdot 100}{5 \cdot 1180} = 0,86 \ м^3.$$

Результаты проведенных расчетов для дозированной подачи ингибитора в скважину приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета дозированной подачи ингибитора

Скважина	P_0, кг/сут	G, кг	$V_р$, м^3
Ya_x70	0,475	28,5	0,48
Ya_x97	1,05	63	1,06
Ya_x90	0,675	40,5	0,69
Ya_x42	0,35	21	0,35
Ya_x06	0,85	51	0,86

Таким образом, для обеспечения защиты скважин от образования отложений солей данным методом на период 60 суток необходимо 5 блоков дозирования реагентов и ингибитор количеством 204 кг.

3.5. Расчет при задавке ингибитора в пласт

При разовой задавке в пласт расчет необходимого количества реагента (G, кг) производится по формуле:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T,$$

где $P_{уд}$ – удельный расход ингибитора на 1 м^3 попутно добываемой воды (при первичной обработки ПЗС рекомендуется для ингибитора на основе НТФ до 10 г/м^3), производительность установки по жидкости $Q_{уст}$, м^3/сут; α – коэффициент, учитывающий неравномерность выноса ингибитора в добывающую скважин (1,5 – 2), Т – проектируемый период ингибиторной защиты скважины от отложения солей, сут.

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС ($V_р$, м^3) определяется из выражения:

$$V_р = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10}.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт, рассчитывается по формуле:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1,$$

где m – коэффициент пористости, доли ед.; h – продуктивная толщина пласта, м; r – предполагаемый радиус проникновения ингибитора в пласт, м; V_1 – объем перфорированного участка эксплуатационной колонны, м^3.

Зададимся проектируемым периодом ингибиторной защиты скважины от отложения солей T = 600 сут; радиус проникновения ингибитора в пласт r = 2 м; коэффициент, учитывающий неравномерность выноса ингибитора в добывающую скважин α = 1,5.

Тогда для исходных данных получим:

Скважина Ya_x70.

Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 1{,}5 \cdot 200 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 1800 \ кг.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_р = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10} = \frac{10 \cdot 95 \cdot 1{,}5 \cdot 600}{1 \cdot 1180 \cdot 10} = 72 \ м^3.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}14 \cdot 2^2 \cdot 11 \cdot 2 = 26{,}94 \ м^3.$$

Скважина Ya_x97.

Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 1{,}5 \cdot 500 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 4500 \ кг.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_p = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10} = \frac{10 \cdot 210 \cdot 1{,}5 \cdot 600}{1 \cdot 1180 \cdot 10} = 160 \ м^3.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}14 \cdot 2^2 \cdot 31 \cdot 2 = 163{,}53 \ м^3.$$

Скважина Ya_x90.

Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 1{,}5 \cdot 500 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 4500 \ кг.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_p = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10} = \frac{10 \cdot 135 \cdot 1{,}5 \cdot 600}{1 \cdot 1180 \cdot 10} = 103 \ м^3.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}14 \cdot 2^2 \cdot 24 \cdot 2 = 94{,}95 \ м^3.$$

Скважина Ya_x42.

Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 1{,}5 \cdot 200 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 1800 \ кг.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_p = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 1{,}5 \cdot 600}{1 \cdot 1180 \cdot 10} = 53 \ м^3.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}14 \cdot 2^2 \cdot 7 \cdot 2 = 10{,}55 \ м^3.$$

Скважина Ya_x06.

Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 1{,}5 \cdot 300 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 2700 \ кг.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_р = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_р \cdot 10} = \frac{10 \cdot 170 \cdot 1{,}5 \cdot 600}{1 \cdot 1180 \cdot 10} = 130 \ м^3.$$

Объем продавочной жидкости, необходимой для продавки раствора ингибитора в пласт:

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0{,}15 \cdot 3{,}14 \cdot 2^2 \cdot 16 \cdot 2 = 51{,}24 \ м^3.$$

Результаты проведенных расчетов для разовой задавки ингибитора в пласт приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета разовой задавки ингибитора в пласт

Скважина	G, кг	$V_р$, м^3	$V_{пр}$, м^3
Ya_x70	1800	72	26,94
Ya_x97	4500	160	163,53
Ya_x90	4500	103	94,95
Ya_x42	1800	53	10,55
Ya_x06	2700	130	51,24

Нефтепромысловая практика показывает, что даже при должной организации работ по предупреждению солеотложений в скважинах и оборудовании не исключается необходимость в периодическом проведении работ по удалению образовавшихся осадков неорганических солей.

3.6. Удаление образовавшихся осадков

В зависимости от характера солевых отложений, места и их состава применяются различные способы удаления осадков, которые подразделяются на химические и механические. Если при механическом способе удаления солевых осадков проводится разбуривание в эксплуатационных колоннах скважин солевых пробок и использование различного рода скребков, то химические способы удаления осадков имеют более широкий диапазон применения.

Из распространенных типов отложения солей при добыче нефти наиболее сложным является удаление сульфатных солей, в особенности сульфатно-бариевых (баритов – $BaSO_4$ и целестинобаритов – $Ba(Sr)SO_4$). Трудно удаляются плотные осадки сульфатно-кальциевых солей, в частности, гипса – $CaSO_4 \times H_2O$, бассанита – $CaSO_4 \times 0{,}5H_2O$ и ангидрита – $CaSO_4$.

Для удаления наиболее плотных, мелкокристаллических осадков сульфатных солей используются хелатные соединения, основанные на их разрушении с образованием устойчивых компонентов с солеобразующими

ионами в растворе. Из хелатных соединений широкое распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей.

Эффективным действием при удалении сульфатных отложений обладают карбоксил- и гидроксилсодержашие комплексы.

В зарубежной практике с целью удаления в нефтяных скважинах и промысловом оборудовании солевых осадков сложного состава применяются макрогетерополициклические лиганды-криптаты. При очистке от минеральных солей в гидротермальных системах успешно используются современные пеногасители - растворители - оксилоны. Для удаления менее плотных сульфатно-кальциевых и карбонатных осадков в нефтепромысловой практике используются растворители конверсионного типа: растворы гидроокисей натрия (каустической соды) и калия, водные растворы углекислого натрия (технической кальцинированной соды), водные растворы соляной кислоты с добавлением хлористого натрия или хлористого аммония. С целью повышения эффективности удаления углеводородо-солевых отложений совместно с щелочными и солянокислотными обработками используются стимуляторы растворения.

3.6.1 Щелочные и кислотные обработки

Гидроокиси – *NaOH* и *KOH* - эффективны при удалении сульфатно-кальциевых солей с концентрацией в растворе, соответственно, 20% и 30%. Однако, наиболее хорошим растворителем сульфата кальция является каустическая сода *(NaOH)*, при действии которой реакция протекает с образованием гидроокиси кальция – $Ca(OH)_2$ и сульфата натрия – Na_2SO_4:

$$CaSO_4 \times 2H_2O + 2NaOH = Ca(OH)_2 + Na_2SO_4 + 2H_2O.$$

Гидроокись кальция представляет рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние и выносящуюся восходящим потоком жидкости, а сульфат натрия хорошо растворим в воде. В случае задавки раствора каустической соды в призабойную зону, образующиеся в результате реакции хлопьевидные осадки гидроокиси кальция наряду с перфорированными отверстиями фильтра могут закупоривать и фильтрационные каналы пласта, снижая, таким образом, его проницаемость и производительность скважины. В подобных случаях гидроокись кальция удаляется 10-15% водным раствором соляной кислоты:

$$Ca(OH)_2 + 2HC1 = CaC1_2 + 2H_2O.$$

Образовавшийся при этом хлористый кальций ($CaCl_2$)хорошо растворим в воде.

Уменьшение концентрации едкого натра *(NaOH)* ниже 20% приводит к снижению эффективности действия реагента. Установлено также, что со снижением температуры раствора до 10 °С эффективность действия едкого

натра на растворение гипса увеличивается в 3-4 раза. Дальнейшее снижение температуры раствора не приводит к заметному увеличению скорости реакции по растворению осадка.

По расчету для реакции с 1 г гипса требуется 2,3 см’ 20%-ного раствора едкого натра, а для обеспечения минимального времени реакции необходим 10-12 - кратный его избыток по отношению к массе осадка.

Специалистами ВО ИГИРГИ совместно с ПО «Куйбышевнефть» был предложен метод обработки гипсующихся скважин с использованием 15… 20% -ного раствора каустической соды в пределах 2-3 объемов эксплуатационной колонны скважины. После круговоротной циркуляции раствора в течение 2…3 часов при температуре 40…50 °С скважина промывалась технической водой с минимальной скоростью вначале и последующим ее нарастанием. Необходимое количество при этом каустической соды *(Q,* кг) для приготовления 15-29%-ного раствора рассчитывается по формуле:

$$Q = V_в \cdot C \cdot K,$$

где $V_в$ – объем воды, м^3*; C* – концентрация раствора, %; *K* – коэффициент перевода весовых единиц в объемные (равный 40).

Для скважин, оборудованных УЭЦН, раствор каустической соды закачивается в затрубное пространство.

В отличие от каустической соды растворы КОН (гидроокиси калия) образуют на поверхности солевого осадка продукты, способствующие замедлению реакции процесса растворения, что ограничивает их применение.

<u>Углекислый натрий</u> (*Na_2CO_3*) действует на гипсовые осадки с превращением последних в карбонат кальция *(Ca_2CO_3),* который удаляется 10-15%-ным водным раствором соляной кислоты:

$$CaSO_4 \times 2H_2O + Na_2CO_3 = CaCO_3 + Na_2SO_4 + 2\ H_2O;$$

$$CaCO_3 + 2HC1 = CaC1_2 + 2H_2O + CO_2.$$

Кратность воздействия углекислого натрия зависит от структуры осадка. Наиболее эффективное действие - в начальный период гипсообразования, когда он представляет пористые и рыхлые отложения. При воздействии на плотные осадки гипса образующийся на их поверхности карбонат кальция препятствует дальнейшему проникновению реагента, что требует многократной процедуры по его удалению солянокислотными обработками. В связи с этим, несмотря на низкую стоимость реагента, данный способ по удалению гипсовых отложений распространения не получил.

<u>Соляная кислота</u> *(HCl)* эффективно действует по удалению отложений гипса 15%-ным раствором с добавлением 3-4%-ного раствора хлористого аммония или 5-10%-ного хлористого натрия, что приводит к ускорению реакции. Наибольшая эффективность достигается при температуре

70°C-80°C.

При действии соляной кислотой на гипс образуется хорошо растворимый в воде хлористый кальций:

$$CaSO_4 \times 2H_2O + 2HCl = CaCl_2 + H_2SO_4 + 2H_2O.$$

Практика показала, что на реакцию 1 г гипса требуется 10…15 $см^3$ 15% -ного раствора соляной кислоты, то есть 3…5-ти кратный избыток к весу осадка.

При наличии в составе отложений карбонатных солей осадок удаляется 15%-20%-ным раствором ингибированной соляной кислоты. На основе соляной кислоты для удаления осадков гипса из призабойной зоны скважин и насосного оборудования в Южно-Уральском отделении внигни совместно с ПО «Оренбургнефть» был разработан термохимический метод с использованием 15%-ного раствора с добавкой 3-5%-ного хлористого натрия по схеме:

$$CaSO_4 \times 2\ H_2O + NaCl + HCl = CaCl_2 + Na_2SO_4 + 2H_2O.$$

При повышенных температурах (свыше 60°C) и скоростях циркуляции реагента возрастает эффект растворимости гипса.

Метод широко опробован на месторождениях Оренбургской области и показал положительные результаты. Предложена технология применения метода, заключающаяся в следующем. Для приготовления реагента в 27%-ной *HCl* растворяется поваренная соль (*NaCl)* – 30…50 кг на 1 м’ кислоты. При этом предполагается, что за счет конденсата при подогреве с помощью ППУ начальная концентрация кислоты снизится до 15-17%. Поваренная соль смачивается из расчета 1 т соли на 0,5 $м^3$ воды и прогревается с помощью ППУ до 60…70 °C, что обеспечивает полное растворение. Соляная кислота тщательно перемешивается с солью при температуре до 60...70 °C, и приготовленный реагент закачивается в скважину с непрерывным подогревом через гребенку на устье. Через сутки скважина промывается и вводится в эксплуатацию. При обработке насосно-компрессорного оборудования приготовленный реагент прокачивается через НКТ.

К недостаткам метода следует отнести частоту и многократность обработок для поддержания эффекта (время между обработками 20-40 дней) и высокую степень коррозионности оборудования.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ

Методы борьбы с отложениями солей и использованием ингибиторов солеотложений нашли широкое применение в мировой практике нефтедобычи.

При этом учитывается не только стоимость применявшихся ранее решений, но и потери от падения добычи в результате засорения скважинного оборудования, простоев во время ремонтных работ.

Для контроля и предупреждения, солеотложений по каждой скважине выбирается МОП и объем закачки воды.Ниже на основании выполненных расчетов сравнивается окончательная эффективность этих методов.

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос об эффективности применения химических методов предупреждения отложения солей. Для конкретного расчета выбраны методы ингибирования скважин с помощью постоянного дозирования ингибитора в скважину и разовой задавки в пласт с применением ингибитора АКВАТЕК – 512.

4.1 Краткая аннотация мероприятия

Процесс отложения солей на оборудовании скважин приводит к простоям нефтепромыслового оборудования, в результате чего снижается общая добыча нефти. График снижения добычи нефти представлен на рисунке 4.1.

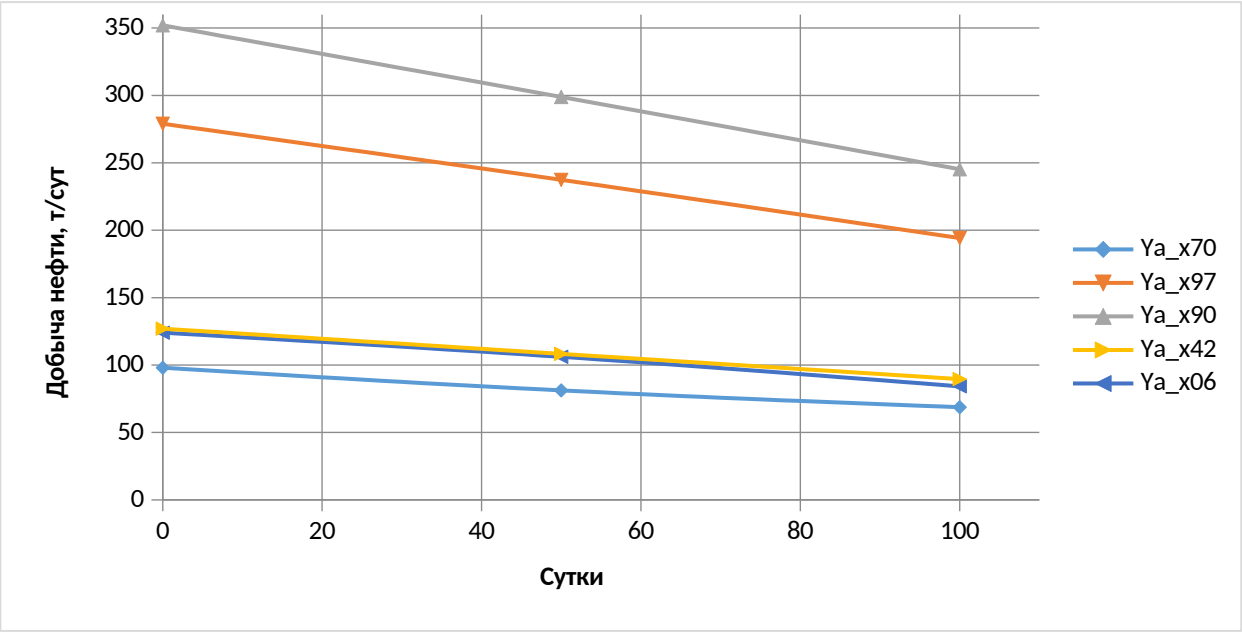


Рисунок 4.1 – Снижение добычи нефти

Из графика видно, что в среднем происходит снижение добычи нефти на 15%. При этом в среднем за 100 суток происходит 3 заклинивания ЭЦН. Для устранения заклинивания насоса необходимо провести промывку ЭЦН и НКТ с применением раствора каустической соды *(NaOH)*. Стоимость проведения

одной операции по очистке от отложений гипса составляет 65000 рублей. В среднем на одну операцию необходимо 3 тонны. Стоимость одной тонны каустической соды составляет 30000 рублей.

Применение ингибитора солеотложений позволяет уменьшить простой скважин связанный с ремонтными работами как для большинства вводимых, так и уже находящихся в эксплуатации скважин.

4.2. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения принимается технико–экономические показатели удаления солеотложений в оборудовании скважин.

Подсчитаем затраты необходимые на удаление образовавшихся отложений.

Количество операций по удалению: 3.

Стоимость одной операции: 65000 рублей.

Необходимое количество реагента: 3 тонны.

Стоимость одной тонны реагента: 30000 рублей.

Количество скважин: 5.

Тогда для исходных данных получим общие затраты в течение 100 суток, $З_1$:

$$З_1 = 5 \cdot \left[(3 \cdot 65000) + (3 \cdot 30000) \right] = 1425000 \text{ рублей}.$$

Таким образом общие затраты без применения ингибитора на срок 600 суток составляют:

$$З_1 = 1425000 \cdot 6 = 8550000 \text{ рублей}.$$

Внедрение метода борьбы с солеотложением оборудования скважин требует капитальных дополнительных вложений и обеспечивает при этом уменьшение количества и стоимости ремонтов скважин.

Источником исходных данных для расчета является ингибирование скважин с помощью постоянного дозирования ингибитора в скважину и разовой задавки в пласт с применением ингибитора АКВАТЕК – 512. Работы по сравнению экономической эффективности рассмотрим на примере пяти скважин Ярактинского месторождения.

4.3 Затраты на ингибирование скважин способом постоянного дозирования

Стоимость оборудования для дозирования реагента: 500000 рублей.

Стоимость обслуживания оборудования: 2500 руб/сут.

Стоимость 1 тонны ингибитора АКВАТЕК – 512: 68000 рублей.

Период ингибирования: 60 суток.

Подсчитаем затраты на ингибитор $З_{инг}$.

Скважина Ya_x70

$$З_{инг} = 0,0285 \cdot 68000 = 1938 \ рублей.$$

Скважина Ya_x97

$$З_{инг} = 0,063 \cdot 68000 = 4284 \ рубля.$$

Скважина Ya_x90

$$З_{инг} = 0,0405 \cdot 68000 = 2754 \ рубля.$$

Скважина Ya_x42

$$З_{инг} = 0,021 \cdot 68000 = 1428 \ рублей.$$

Скважина Ya_x06

$$З_{инг} = 0,051 \cdot 68000 = 3468 \ рублей.$$

Данные о затратах на ингибирование скважин способом постоянного дозирования ингибитора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные о затратах на ингибирование скважин способом постоянного дозирования ингибитора

Скважина	Стоимость оборудования, руб.	Затраты на обслуживания, руб./сут.	Количество ингибитора, т	Затраты на ингибитор, руб.
Ya_x70	500000	2500	0,0285	1938
Ya_x97	500000	2500	0,063	4284
Ya_x90	500000	2500	0,0405	2754
Ya_x42	500000	2500	0,021	1428
Ya_x06	500000	2500	0,051	3468
Всего	2500000	12500	0,204	13872

Таким образом общие затраты на ингибирование данным методом на срок 600 суток составляют:

$$З_2 = 2500000 + 600 \cdot 12500 + 10 \cdot 13875 = 10138720 \text{ рублей}.$$

4.4 Затраты на ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт

Обработка скважины будет вестись агрегатом ЦА-320.
Стоимость 1 часа работы ЦА-320 – 47,38 руб; АЦ 16 –32,53 руб.
Время проведения операции: 4 часа.
Стоимость 1 тонны ингибитора АКВАТЕК – 512: 68000 рублей.
Стоимость 1 $м^3$ воды: 3500 рублей.
Период ингибирования: 600 суток.

Затраты на ингибирование данным методом $З_З$ складываются из затрат на ингибитор $З_{инг}$ и затрат на проведение операции по задавке $З_{опер}$.

Скважина Ya_x70

$$З_{инг} = 1{,}8 \cdot 68000 + 26{,}94 \cdot 28000 = 876720 \text{ рубля}.$$

Скважина Ya_x97

$$З_{инг} = 4{,}5 \cdot 68000 + 163{,}53 \cdot 28000 = 4884840 \text{ рубля}.$$

Скважина Ya_x90

$$З_{инг} = 4{,}5 \cdot 68000 + 94{,}95 \cdot 28000 = 2964600 \text{ рублей}.$$

Скважина Ya_x42

$$З_{инг} = 1{,}8 \cdot 68000 + 10{,}55 \cdot 28000 = 417800 \text{ рублей}.$$

Скважина Ya_x06:

$$З_{инг} = 2{,}7 \cdot 68000 + 51{,}24 \cdot 28000 = 1618320 \text{ рублей}.$$

Затраты на работу агрегатов:

$$З_{опер} = 4(47{,}38 + 32{,}53) = 319{,}64 \text{ рубля}.$$

Таким образом общие затраты на ингибирование данным методом на срок 600 суток составляют:

$$З_З = 5 \cdot 319{,}64 + 876720 + 4884840 + 2964600 + 417800 + 1618320 = 10763878 \text{ рублей}.$$

4.5 Расчет экономической эффективности

Стоимость 1 тонны нефти: 14000 рублей.

Подсчитаем средний объем добычи скважин $Q_н$ и доход от продажи нефти без применения ингибирования за 600 суток.

Скважина Ya_x70:

Средний дебит: 81,2 т.

$$Q_н = 81{,}2 \cdot 600 = 48720 \text{ т}.$$

$$Д = 48720 \cdot 14000 = 682080000 \text{ рублей}.$$

Скважина Ya_x97

Средний дебит: 237,4 т.

$$Q_н = 237,4 \cdot 600 = 142440\ т.$$

$$Д = 142440 \cdot 14000 = 1994160000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x90
Средний дебит: 298,9 т.

$$Q_н = 298,9 \cdot 600 = 179340\ т.$$

$$Д = 179340 \cdot 14000 = 2510760000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x42
Средний дебит: 108,3 т.

$$Q_н = 108,3 \cdot 600 = 64980\ т.$$

$$Д = 64980 \cdot 14000 = 909720000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x06
Средний дебит: 106,1 т.

$$Q_н = 106,1 \cdot 600 = 63660\ т.$$

$$Д = 63660 \cdot 14000 = 891240000\ \text{рублей}.$$

Подсчитаем средний объем добычи скважин $Q_н$ и доход от продажи нефти с применением ингибирования за 600 суток.

Скважина Ya_x70:
Средний дебит: 98 т.

$$Q_н = 98 \cdot 600 = 58800\ т.$$

$$Д = 48720 \cdot 14000 = 823200000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x97
Средний дебит:279 т.

$$Q_н = 279 \cdot 600 = 167400\ т.$$

$$Д = 167400 \cdot 14000 = 2343600000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x90

Средний дебит: 352 т.

$$Q_н = 352 \cdot 600 = 211200\ т.$$

$$Д = 211200 \cdot 14000 = 2956800000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x42
Средний дебит: 127 т.

$$Q_н = 127 \cdot 600 = 76200\ т.$$

$$Д = 76200 \cdot 14000 = 1066800000\ \text{рублей}.$$

Скважина Ya_x06
Средний дебит: 124 т.

$$Q_н = 124 \cdot 600 = 74400\ т.$$

$$Д = 74400 \cdot 14000 = 1041600000\ \text{рублей}.$$

Результаты проведенных расчетов экономических показателей приведены без применения ингибирования и с применением ингибирования приведены в таблицах 4.2 и 4.3 соответственно.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов экономических показателей без применения ингибирования

Скважина	Затраты руб.	Добыча, т	Доход, руб.	Доход с учетом затрат, руб.
Ya_x70	1710000	48720	682080000	682031280
Ya_x97	1710000	142440	1994160000	1994017560
Ya_x90	1710000	179340	2510760000	2510580660
Ya_x42	1710000	64980	909720000	909655020
Ya_x06	1710000	63660	891240000	891176340
Всего	8550000	499140	6987960000	6987460860

Таблица 4.3 – Результаты расчетов экономических показателей с применением ингибирования

Скважина	Затраты на дозирование, руб.	Затраты на задавку руб.	Добыча, т	Доход, руб.	Доход с учетом затрат на дозирование, руб.	Доход с учетом затрат на задавку, руб.
Ya_x70	2019380	877040	58800	823200000	821180620	822322960
Ya_x97	2042840	4885160	167400	2343600000	2341557160	2338714840
Ya_x90	2027540	2964920	211200	2956800000	2954772460	2953835080
Ya_x42	2014280	418120	76200	1066800000	1064785720	1066381880
Ya_x06	20346800	1618640	74400	1041600000	1021253200	1039981360

Всего	10138720	10763878	588000	8232000000	8221861280	8221236122

Исходя из приведенного автором анализа методов дозированной подачи ингибитора в скважину и разовой задавке ингибитора в пласт, была обоснована экономическая эффективность применения данных методов за счет поддержания добычи нефти на стабильном уровне, что обеспечило окупаемость расходов на применение данных технологий.

5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА

Нефтегазодобывающее предприятие – это сложный комплекс промыслового оборудования, предназначенного для добычи нефти и газа, для подготовки продукции скважин до определенных товарных требований с целью возможности трубопроводного транспорта и, частично, собственного потребления.

Оператор по добыче нефти и газа, обслуживающий такой комплекс, должен иметь высокую профессиональную подготовку. Должностные обязанности и права операторов определены соответствующими документами.

В обязанности оператора входит:

- знание характеристики разрабатываемого месторождения, технической характеристики и устройства подземного и наземного оборудования скважин, видов текущего и капитального ремонта скважин, технологии и техники освоения скважин, методов интенсификации добычи нефти и газа, основ автоматики и телемеханики, правил использования систем автоматики, телемеханики, применяемых при комплексной автоматизации промыслов, основ охраны недр и окружающей среды;
- ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти и газа;
- осуществление контроля за бесперебойной работой скважин, групповых замерных установок, элементов системы сбора и подготовки скважинной продукции;
- вывод на режим фонтанных и газлифтных скважин;
- вывод на режим скважин, оборудованных различными насосами, с многократным запуском, с отключением при помощи станции управления и проведением контроля за параметрами откачиваемой жидкости до получения продукции скважины в соответствии с установленным для скважины технологическим режимом эксплуатации;
- обслуживание нагнетательных скважин при применении методов поддержания пластового давления с закачкой агента под высоким давлением;
- производство расчетов и руководство работами по химической обработке скважины и околоствольной (призабойной) зоны пластов;
- руководство и участие в работах по монтажу и демонтажу особо сложного технологического оборудования, погружных насосных установок, 6 работающих под давлением сосудов, автоматизированных групповых замерных установок;
- участие в работах по подготовке объектов к подземному (текущему и капитальному) ремонту;

- прием объектов из ремонта, участие в их наладке и пуске после ремонта;
- руководство операторами более низкой квалификации.

5.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные производственные факторы, встречающиеся при работе оператора по добычи нефти и газа, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные производственные факторы, встречающиеся при работе оператора по добычи нефти и газа

Факторы	Источники возникновение, причины	Меры защиты
Физические		
Движущиеся с вращающиеся части оборудования	Работающее оборудование: насосные агрегаты, подъемник	Установка ограждения, при работе с оборудованием руководствоваться инструкцией по эксплуатации.
Электрический ток	Нарушение заземления при пробое изоляции	Использовать специальную одежду, такую как обувь на резиновой подошве и защитные перчатки.
Оборудование, работающее под давлением	Насосные установки, блок манифольдов	Необходим своевременный внутренний и наружный контроль над исправностью оборудования
Повышенный уровень шума	Работы насосных установок	Использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши)
Недостаточная освещенность рабочих мест	Неисправность осветительного оборудования, не соответствие нормам освещенности	Ремонт осветительного оборудования
Повышенный уровень вибрации	Неисправность оборудования	Антивибрационная обувь и рукавицы
Пониженная и повышенная температура	Погодные условия	Использование специальной одежды
Химические		
Воздействие токсичных веществ	Воздействие жидкости разрыва на нефтяной основе, в результате разрушения линии высокого давления	Поддержание оборудования в рабочем состоянии, специальная одежда
	Выхлопные газы	Использование СИЗ
Биологические		
Насекомые	Мошка, комары	Использование специальной одежды, мазей, аэрозолей
Психофизиологические		
Физические перегрузки,	Тяжелые условия труда,	Перерывы в работе, отдых

нервно-психические перегрузки	большие физические нагрузки, монотонность тру	

5.2 Общие требования промышленной безопасности и охраны труда

На операторов по добыче нефти и газа возлагаются обязанности по обеспечению бесперебойной работы скважин и групповых замерных установок, а именно: обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования, электропогружных установок, механизмов и трубопроводов, выкидных линий и коллекторов, участие в монтаже и демонтаже наземного оборудования, ведение визуального контроля за уровнем химреагента в емкости блоков реагентного хозяйства и УДЭ (установка дозирующая электрическая).

К самостоятельной работе, в качестве оператора по добыче нефти и газа допускаются лица: достигшие 18-летнего возраста; прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью; прошедшие обучение в области промышленной безопасности в специализированном учебном центре и имеющие квалификационное удостоверение оператора по добыче нефти и газа; прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте для оператора добычи нефти и газа; прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работы в качестве оператора по добычи нефти и газа; имеющие удостоверение об аттестации; прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением I-ой квалификационной группы.

Оператор через каждые 6 месяцев работы должен проходить повторный инструктаж по безопасному ведению работ и, не реже одного раза в год, проверку знаний по основной профессии, инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением I-ой квалификационной группы и пожарно-технический минимум.

Внеплановый инструктаж операторам по добыче нефти и газа проводят при: введении в действие новых или изменении законодательных и иных нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда, а также инструкций по охране труда или изменений к ним; изменении технологических процессов, замене или модернизации оборудования, приспособлений, инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда; нарушении работниками требований охраны труда, если эти нарушения создали реальную угрозу наступления тяжких последствий (несчастный случай на производстве, авария и т.п.), которые вызывают необходимость дополнительного инструктажа работающих; перерывах в работе (для работ с вредными и (или) опасными условиями - более 30 календарных дней, а для остальных работ - более двух месяцев); по требованию должностных лиц органов государственного надзора

и контроля; по решению работодателя (или уполномоченного им лица).

Внеочередную проверку знаний правил и инструкций по охране труда оператор должен пройти: при изменении производственного (технологического процесса, внедрения нового вида оборудования и механизмов); при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ; в случае выявления нарушения требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме, или аварии; по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов; по требованию органов государственного надзора в случае обнаружения недостаточных знаний; при переводе на другую работу пли перерыве в работе более 6 месяцев.

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя. При организации работы вахтовым методом осуществляется суммированный учет рабочего времени. Продолжительность рабочего времени не более 11 часов в сутки, при условии соблюдения баланса рабочего времени в учетном периоде. Рабочее время и время отдыха при работе вахтовым методом регламентируется графиком работы в вахте.

Оператор должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах, осуществляется в зависимости от предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе, установленных для субъекта Российской Федерации.

На объектах нефтедобычи запрещено суточное нахождение операторов по добыче нефти и газа на рабочих местах.

Оператор обязан соблюдать Правила внутреннего трудового распорядка, не нарушать трудовую, производственную и технологическую дисциплину. Запрещается появление (нахождение) на работе, в местах проживания при межсменном отдыхе в состоянии алкогольного, наркотического, токсического или иного опьянения, а также распитие спиртных напитков, употребление наркотических и токсических препаратов на территории производственного объекта, рабочем месте, в местах проживания, в том числе и при межсменном отдыхе.

Оператор должен знать характеристики опасных и вредных производственных факторов и их воздействие на человека.

К опасным и вредным производственным факторам, влияющим на операторов по добыче нефти и газа, относятся: повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации, повышенный уровень влажности, повышенная температура воздуха рабочей зоны, недостаточная скорость движения воздуха, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный

уровень паров масел, предельных углеводородов, напряженность трудового процесса, травмоопасность, высокое давление рабочей среды в системе трубопроводов, наличие токоведущих кабелей и электротехнических устройств, опасный уровень напряжения в электрической сети, замыкание которой может произойти через тело человека, повышенные уровни электромагнитного излучения, повышенный уровень пульсации светового потока, повышенный уровень статического электричества, - повышенная яркость светового изображения, параметры неионизирующих электромагнитных излучений от ПЭВМ.

Выдача оператору по добыче нефти и газа спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты производится в соответствии с утвержденными нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам (таблица 5.2)

Таблица 5.2 – Перечень спецодежды

Костюм ОПЗ летний (с 1 футболкой и 1 кепкой летней)	комплект	2 на 2 года
Костюм противоэнцефалитный	комплект	1 на 3 года
Ботинки рабочие летние или Сапоги кирзовые	пара	1 пара на 2 года
Сапоги резиновые или Сапоги резиновые болотные	пара	1 пара на 2 года
Рукавицы брезентовые или Перчатки комбинированные летние	пара	до износа
Перчатки маслобензостойкие	пара	до износа
Плащ непромокаемый	шт.	дежурный
Каска рабочая с подшлемником	комплект	1 на 2 года
На наружных работах зимой дополнительно:		
Костюм ОПЗ зимний (с 1 жилетом утепленным)	комплект	2 на 3 года
Белье нижнее зимнее	комплект	1 на 1 год
Жилетка из натурального меха	шт.	1 на 4 года
Сапоги зимние	пара	1 пара на 1 год
Валенки	пара	1 пара на 1 год
Галоши на валенки	пара	1 пара на 1 год
Шапка рабочая	шт.	1 на 1,5 года
Рукавицы утепленные	пара	до износа
Рукавицы меховые	пара	1 пара на 2 года
Подшлемник под каску с трехслойным утеплителем	шт.	1 на 1 год
Женщинам дополнительно:		
шарф	шт.	1 на 1,5 года

Кроме того, всем работникам должны выдаваться индивидуально защитные очки, которые необходимо постоянно использовать при выполнении работ на производственных объектах.

Оператор должен работать в выданной ему спецодежде, спецобуви, обеспечивающей безопасность работ, и применять средства индивидуальной

защиты.

При выполнении работ на пожаро- и взрывоопасных объектах оператор должен использовать инструмент, не дающий искр, из цветного металла, обмедненный или обильно смазанный консистентной смазкой, во избежание образования искры.

Применение открытого огня и курения на территории кустовой площадки скважин, нефтепромыслового оборудования, находящегося на взрывопожароопасном объекте, запрещается.

Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных для этого местах, согласованных с пожарной частью.

Оператор должен знать и уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Оператор должен соблюдать правила и меры безопасности при использовании автотранспорта для обслуживания объектов нефтедобычи.

Запрещается проезд на работу и обратно на личном автотранспорте, такси, маршрутном такси, мотоциклах, мопедах и т.п. Перевозка людей осуществляется вахтовым автотранспортом к месту работы и обратно. Запрещается во время движения автомобиля стоять или ходить в кузове, вскакивать или спрыгивать с него на ходу, спать, курить в салоне. Порядок предоставления транспорта для перевозки людей между предприятием и заказчиком должен осуществляться на основе заявок и договоров между ними.

При перевозках рабочих легковым транспортом обязательно применять ремни безопасности, которыми обеспечены транспортные средства. Поездки с не пристёгнутыми ремнями безопасности на транспортных средствах, оборудованных такими ремнями, рассматривается как нарушение работником производственной дисциплины.

Запрещается проезд на тракторах, трубоукладчиках, бульдозерах, в кузовах бортовых автомобилей-самосвалов, на прицепах и цистернах, на автомобилях, оборудованных для перевозки длинномерных грузов, в кузовах автомобилей при транспортировании в них огнеопасных и ядовитых веществ или грузов, превышающих высоту борта, а также на других самоходных машинах, не предназначенных для перевозки людей.

При несчастном случае очевидец (при возможности сам пострадавший) должен уведомить непосредственного руководителя (мастера, дежурного РСС) о произошедшем, сохранить обстановку на рабочем месте, если обстановка после несчастного случая не угрожает здоровью и жизни других работников и не повлечет за собой последствий к созданию аварийной ситуации.

Оператор должен знать и уметь практически применять приёмы и способы оказания первой (доврачебной) помощи при несчастном случае.

Запрещается эксплуатация неисправного оборудования, механизмов, инструмента, приспособлений, использование неисправной спецодежды, спецобуви и других СИЗ, а также работа при снятых или неисправных ограждениях, блокировках.

Оператор обязан следить за чистотой рабочих мест и всего нефтепромыслового оборудования.

Все помещения должны содержаться в чистоте. Проходы и выходы, коридоры и тамбуры, лестничные клетки не должны загромождаться или захламляться различными предметами, оборудованием. Возводить самодельные перегородки на путях эвакуации, устанавливать раздвижные или вращающиеся двери – запрещается.

Прилегающая территория производственного объекта должна постоянно содержаться в чистоте, а вокруг производственных и жилых пунктов, расположенных в лесных массивах, содержаться так, чтобы исключить возможность переброса лесных и торфяных пожаров на здания и сооружения.

В зимнее время рабочие площадки, территории, проходы, переходы, подходы к рабочим местам, пешеходные дорожки объекта, в том числе и у административных зданий и сооружений, внутриобъектовых дорогах и местах возможного образования наледи на технологических и бытовых площадках, должны содержаться в чистоте и порядке, своевременно очищаться от снега и льда, а в необходимых случаях посыпать песком. В этот период года возможны травмы от падений работающих из-за образующейся гололедицы на дорожках, проходах к рабочим местам.

Передвижение транспортных средств и работающих должно осуществляться в соответствии с установленными дорожными знаками и разметкой по определенным маршрутам, указанным на схеме, вывешиваемой при въезде (входе) на территорию цеха, на которой указаны возможные пути передвижения персонала в процессе производственной деятельности на территории производственного объекта**,** в том числе и за его пределами.

Передвижение по территории производственных объектов, административных зданий осуществлять лицом по направлению движения, не допускать передвижение боком или спиной. При подъеме (спуске) по лестницам необходимо держаться руками за поручни (перила) для исключения случаев падения.

Оператор должен знать и соблюдать правила личной гигиены при выполнении работ по обслуживанию, ремонту и эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Запрещается ношение обручальных колец, перстней, печаток и других украшений во время нахождения на рабочих и других местах, где существует возможность зацепления данными изделиями за различные элементы машин, механизмов и оборудования.

За нарушение требований данной инструкций оператор несет ответственность в установленном законом порядке.

5.3 Требования промышленной безопасности и охраны труда перед началом работ

Оператор по добыче нефти и газа перед началом работы должен:

- ознакомиться с записями в вахтовом журнале о работе, произведенной в предыдущую смену, ознакомиться с распоряжениями и указаниями руководителя работ (мастера, дежурного РСС);
- проверить и привести в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной и коллективной защиты, предохранительные приспособления. Работа без спецодежды, спецобуви и других СИЗ запрещается;
- проверить исправность и нахождение в безопасном и удобном месте рабочего инструмента и приспособлений;
- проверить наличие и исправность средств пожаротушения.

5.4 Расчет опасных факторов

Расчет искусственного освещения.

Произведем расчет искусственного освещения блока дозирования реагента, при следующих условиях:

Система освещения – общая равномерная.

Площадь помещения, подлежащего освещению, составляет *S*:

$$S = A \cdot B = 5{,}4 \cdot 2{,}2 = 11{,}88 \ м^2.$$

где

Норма освещенности для рабочей поверхности составляет: 100 лк.

Высота подвеса светильников h= 2,5 м.

Расстояние между рядами светильниками:

$$L = \lambda \cdot H = 1{,}5 \cdot 2{,}5 = 3{,}75 \ м,$$

где λ - = 1,5.

Определения расстояния между светильником и стеной:

$$l = 0{,}3 \cdot L = 0{,}3 \cdot 3{,}75 = 1{,}125 \ м.$$

Определение числа светильников по длине помещения:

$$N_1 = \frac{(A - 2l)}{L + 1} = \frac{5{,}4 - 2 \cdot 1{,}125}{3{,}75 + 1} = 0{,}6 \ (1 \ шт.)$$

Определение числа светильников по ширине помещения:

$$N_2 = \frac{(B-2l)}{L+1} = \frac{(2{,}2-2\cdot 1{,}125)}{3{,}75+1} = 0{,}01\ (1\ шт.)$$

Индекс помещения:

$$i = \frac{A\cdot B}{H\cdot(A+B)} = \frac{5{,}4\cdot 2{,}2}{2{,}5\cdot(5{,}4+2{,}2)} = 0{,}62 \approx 1.$$

Расчет светового потока одной лампы F (лк) производится по формуле:

$$F = \frac{100\cdot E_H\cdot S\cdot Z\cdot K}{N\cdot n\cdot \eta},$$

где E_H – нормируемая минимальная освещенность, E_H=100 лк;
Z – коэффициент минимальной освещенности =1,15 (для ламп накаливания);
K – коэффициент запаса =1,3 (для ламп накаливания);
N – число светильников;
n – число ламп в светильнике n=2;
η – коэффициент использования светового потока лампы (%), зависящий от типа светильника, высоты подвеса светильников и индекса помещения i;
$\eta = 42$ (при коэффициентах отражения: потолок- 30,стены-30,пол-10)

$$F = \frac{100\cdot 100\cdot 11{,}88\cdot 1{,}15\cdot 1{,}3}{1\cdot 2\cdot 42} = 2114{,}35\ лк.$$

Необходимо использовать лампы с величиной светового потока больше 2848 лк

Принимаем световую лампу Г125-135-200-1, с величиной светового потока 3350 лк. 3350>2848, условие выполняется.

Расчет естественной вентиляции.

Проветривание помещений осуществляется через фрамуги, форточки или другие вентиляционные проемы. Площадь критического сечения этих устройств определяется из расчета 2…4 % от площади пола помещения.

Тогда для помещения площадью 11,88 м^2 площадь критического сечения устройств вентиляции составляет 0,24…0,48 м^2.

При использовании вентиляции для удаления воздуха, необходимый диаметр патрубка дефлектора определяется как:

$$d = 0{,}019\cdot\sqrt{\frac{L_g}{K_э}\cdot V_g},$$

где L_g – принятая производительность дефлектора, м^3/ч;
$K_э$ – коэффициент эффективности дефлектора (принимается 0,4);

$V_в$ – скорость ветра, м/с.

Тогда для исходных данных принятая производительность дефлектора L_g = 2 м^3/ч, скорость ветра $V_в$ = 5 м/с, получим:

$$d = 0,019 \cdot \sqrt{\frac{2}{0,4}} \cdot 5 = 0,095 \ м.$$

5.5 ОХРАНА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

* нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;
* загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газа нефтепроводах;
* загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
* развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
* значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

* сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;
* сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
* нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
* сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вол, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации

месторождений;

* сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Ярактинского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др.

Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу при разбуривании; и эксплуатации залежи, являются углеводороды, продукты

сгорания газа и другого топлива (окислы углерода, оксиды азота, сажа и др.). Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, а не сжигать на факелах.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. Эта задача реализуется выделением и соблюдением водоохранных зон, повышением надежности магистральных нефтепроводов на участках прохождения через водоемы, оснащением бригад по ликвидации аварийных выбросов техникой и биобакпрепараторами для обработки загрязненной поверхности. Сброс промысловых стоков с объектов необходимо закачивать в продуктивные пласты.

Охрана и рациональное использование земель.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;

- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо- песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

Технический этап рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафино-гидратоотложений;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.6 Требования промышленной безопасности и охраны труда во время работ

При обслуживании объектов нефтедобычи, обходе (объезде) кустовых площадок, скважин, ЗУ, нефтепроводов и узлов их переключений, оператор по добыче нефти и газа обязан следить за исправностью обслуживаемого им оборудования, своевременно устранять обнаруженные неисправности и недостатки собственными силами, а при невозможности их устранения – сообщать непосредственно руководителю работ.

При возникновении открытого фонтанирования, пропусков газа и нефти вследствие нарушения и ослабления соединений, повышения давления в системе обвязки скважин выше расчетного, скопления газа в помещениях расположения насосных агрегатов, изменении какого-либо технологического параметра необходимо:

- сообщить мастеру, руководителю работ;
- отыскать причину изменения технологического параметра;
- принять меры для приведения технологического параметра в норму;
- обо всех действиях докладывать мастеру, руководителю работ, начальнику смены РИТУ по региону и делать соответствующие записи в вахтовом журнале.
- Во время работы механизмов не допускается:
- производить обслуживание и ремонт каких-либо частей механизмов;
- регулировать, смазывать, производить чистку движущихся частей;
- снимать ограждения движущихся частей и проникать за ограждения механизмов;
- тормозить движущиеся части непосредственно руками или ногами, а также подкладыванием подручных материалов;
- переходить через приводные ремни (цепи), сбрасывать, натягивать или ослаблять их;
- находиться в опасной зоне непосредственно возле движущихся частей.

Перед проверкой технического состояния и ремонтом механизмов, технологического оборудования, снятие кожухов, ограждений оператор должен отключить все приводы оборудования, сбросить давление, остановить движущиеся части и принять меры, предотвращающие случайное приведение их в движение под действием силы тяжести или других факторов. Вывесить на пусковые установки плакаты «Не включать! Работают люди».

Запуск механизмов в работу можно производить только после оповещения, удаления людей за пределы опасной зоны, установки ограждения и подачи установленного сигнала.

При проведении ремонтных работ на трубопроводах, находящихся под давлением, подлежащий ремонту участок необходимо отсечь задвижками, с установкой заглушек по обе стороны от поврежденного участка, и снизить в нем давление до атмосферного. Для того, чтобы заглушка была заметной, она должна иметь хвостовик с указанием номера, марки стали, условного давления и условного диаметра, которые выбиваются на хвостовике заглушки.

В случаях гидрато-парафиновых образований или замораживания обвязки устья скважин, участков технологических трубопроводов, запорной арматуры, узлов переключений, необходимо производить отогрев горячей водой, паром. При этом отогреваемый участок должен быть отключен от основной системы. Использование ломов, патрубков и других приспособлений для открывания (закрывания) замороженных задвижек не допустимо.

При работе на высоте более 0,75м необходимо пользоваться площадкой, оборудованной лестницей с перилами.

Для смены (удаления) штуцера на выкидной линии фонтанной арматуры необходимо:

- отключить установку (ЩГН, ЭЦН) переключателем в положение «ОТКЛ.» на станции управления, повесить табличку “Не включать - работают люди” на станцию управления;
- закрыть задвижки – манифольдную, затрубную, уравнительную и секущую, снизить давление в отсеченном участке через пробоотборный вентиль до атмосферного;
- отвернуть крышку штуцерной камеры и сменить (удалить) штуцер;
- открыть вышеперечисленные задвижки и запустить установку в работу;

При обслуживании ЗУ, замере дебита скважин, перед входом в помещение замерной установки необходимо включить вентиляцию, а при ее отсутствии проветрить помещение открыванием обоих дверей в течение 20 минут.

Перед замером необходимо проверить правильность показаний манометров на замерном сепараторе.

Для замера дебита необходимо, при помощи переключателя ПСМ, продукцию одной скважины направить в сепаратор, а продукцию остальных скважин – в общий трубопровод (байпас).

Работы, связанные с ремонтом, разгерметизацией оборудования ЗУ, необходимо проводить в соответствии с требованиями по выполнению газоопасных работ.

По окончанию работ по ручному замеру дебитов скважин, следует перевести ПСМ на рабочую скважину и снять рукоятку с ПСМ.

Пробы нефти следует отбирать через специально предназначенный пробоотборный кран, убедившись в его исправности.

Стеклянную посуду с нефтью и нефтепродуктами необходимо переносить только в специальной таре, с ячейками для каждой бутылки. Стеклянную посуду с нефтепродуктами носить в руках и карманах, держать на уровне глаз запрещается.

Ремонтные работы должны проводиться в дневное время. При необходимости ремонта в ночное время или внутри установки, рабочее место должно быть освещено. Освещение должно быть таким, чтобы не было утомляемости глаз.

5.7 Требования промышленной безопасности и охраны труда в аварийной ситуации

В процессе производства работ могут возникнуть следующие аварийные ситуации: некатегорийные отказы на внутриплощадочных трубопроводах вследствие коррозии металла и воздействия низких температур; преждевременный выход из строя оборудования фонтанной арматуры скважин, ЗУ, БГ из-за старения, коррозии металла, повышения давления в системе выше максимально допустимого и воздействия низких температур; разрушение фонтанной арматуры из-за наезда спецтехники, спецагрегатов, производящих работы на территории кустовой площадки, из-за стихийных бедствий и др.; загорания на территории кустовой площадки скважин, в производственных помещениях ЗУ, БГ, БМА, УДЭ по причине наличия легковоспламеняющихся веществ и неосторожного обращения с огнем; отключение электроэнергии; нефтегазоводопроявление и открытый фонтан на скважине.

Первоочередные действия обслуживающего персонала по ликвидации возможных аварийных ситуаций и спасению людей описаны в плане ликвидации возможных аварий (ПЛА). В ПЛА предусмотрены: возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей и окружающей природной среды; мероприятия по спасению людей, застигнутых аварией; мероприятия по локализации последствий аварии в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварий; места нахождения средств спасения людей и ликвидации аварий, порядок взаимодействия добровольных пожарных дружин со звеном пожарной части.

Все аварийно-спасательные работы должны выполняться с соблюдением требований действующих норм и правил промышленной и пожарной безопасности.

Навыки по действиям работника при ликвидации аварийных ситуаций отрабатываются в ходе учебно-тренировочных занятий, проводимых согласно утвержденного главным инженером графика. Темы практических занятий отрабатываются с периодичностью не реже одного раза в год, учитывая сезонность.

При возникновении аварийной ситуации, которая может привести к аварии, пожару на производстве, а также о ситуации, которая создает угрозу

жизни и здоровью людей, оператор по добыче нефти и газа, должен незамедлительно поставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц и приступить к ликвидации и локализации последствий согласно ПЛВА.

Оператор должен знать и уметь практически применять приёмы и способы оказания первой (доврачебной) помощи при несчастном случае.

На рабочем месте должна находиться аптечка с медикаментами и средствами для оказания первой (доврачебной) помощи.

При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую помощь, сообщить об этом своему непосредственному начальнику.

В зависимости от воздействующего фактора травмы подразделяются на механические (раны, ушибы, разрывы внутренних органов, переломы костей, вывихи), физические (ожоги, тепловой удар, обморожения, поражения электрическим током или молнией, лучевая болезнь и др.), химические (воздействия кислот; щелочей, отравляющих веществ), биологические (воздействие бактериальных токсинов), психические (испуг, шок и др.). В зависимости от вида травмы пользуются определенным набором мер, направленных на спасение жизни и здоровья пострадавшего.

5.8 Требования промышленной безопасности и охраны труда при выполнении работ с химреагентами

Лица, допущенные к обслуживанию блока реагентного хозяйства должны выполнять работы в спецодежде и средствах индивидуальной защиты (СИЗ): прорезиненном фартуке, резиновых перчатках и сапогах, предохранительных очках, респираторе.

Разгружать бочки с химреагентом следует на разгрузочную площадку при помощи исправных средств малой механизации. Запрещается при разгрузке бочек с химреагентом бросать их, ударять друг о друга и разливать химреагент. Открывать бочки следует медным инструментом.

По окончанию слива химреагента из бочки, бочку необходимо промыть водой (не менее 2-х объемов тары), а после этого пропарить. Подготовленные таким образом бочки вывезти на склад.

Перед сливом химреагент необходимо проверить исправность агрегатов, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и освещения, наличие противопожарного инвентаря (огнетушителей, лопат, ведер и песка).

Все выявленные повреждения должны быть немедленно устранены.

Переливать химреагент необходимо закрытым способом, применяя герметичные трубопроводы, шланги, сливные приспособления и насосы. При этом сливные трубопроводы должны монтироваться с уклоном к емкости, в которую производится слив.

Использовать трубопроводы, насосы и шланги для перекачивания других продуктов запрещается.

Насосы для дозирования химреагента должны размещаться в помещениях на бетонированной площадке.

При производстве работ по закачке химреагента необходимо строго следить за герметичностью сальников насосов и задвижек, фланцевых и других соединений. Все не плотности должны немедленно устраняться.

Во время работы насоса запрещается производить какие-либо работы на нем.

Дозировочный узел должен состоять из герметизированной рабочей емкости, оборудованной дыхательным клапаном и указателем уровня, дозировочного насоса.

На запорной арматуре трубопроводов насосов должны быть номера, соответствующие технологической схеме.

Перед входом в дозировочный узел должна быть включена приточно-вытяжная вентиляция. Запрещается пуск насоса в работу при неисправной или выключенной вентиляции.

Насосы должны быть снабжены исправными и опломбированными манометрами. Запрещается эксплуатация насосов с неисправными манометрами или без них.

В насосных помещениях хранение смазочных материалов допускается только в металлических емкостях с крышкой и количестве не более суточной потребности.

Не допускаются ремонтные работы по устранению трещин, свищей на емкости, заполненной химическим реагентом. В этих случаях емкость должна быть опорожнена, очищена и поставлена на ремонт.

Работы внутри емкости выполняются по наряду-допуску.

Запрещается засасывать химреагент в пипетки и сифоны ртом.

Замер уровня химреагента в емкости проводится при помощи механической рулетки. Во время замера ленту рулетки необходимо опускать и поднимать плавно, не допускать соприкосновения ленты с металлической поверхностью стенок замерного люка. После окончания замера уровня крышу замерного люка следует немедленно вытереть досуха, ленту рулетки промыть водой и вытереть досуха. При обтирании ленты рулетки запрещается пользоваться шерстяной и шелковой ветошью, так как при трении их о сталь возникает статическое электричество, способное вызвать искру.

Замер уровня химреагента необходимо производить стоя с наветренной стороны (спиной к ветру).

При работе с химреагентом не допускается:

- разлив его на полу и оборудовании, попадание на тело и одежду;
- принимать пищу и курить в специально отведенных местах без предварительного мытья рук с мылом;
- хранить спецодежду в местах производства работ;
- хранить использованную ветошь на территории реагентного хозяйства.

5.9 Требования промышленной безопасности и охраны труда по окончанию работ.

По окончанию работы оператор обязан:

- навести порядок на участке работ;
- произвести необходимые записи в вахтовом журнале о проделанной работе.

Сообщить оператору, принимающему смену, мастеру, дежурному РСС об устранении выявленных неисправностей и нарушениях режима работы скважин, нефтепромыслового оборудования, а также все распоряжения и указания руководителя работ.

Рабочий инструмент очистить от загрязнений и положить в специально отведенное место.

Снять средства защиты, спецодежду, спец. обувь, привести их в порядок и уложить в места хранения, вымыть лицо и руки с мылом или принять душ.

При вахтовом методе работы, оставлять рабочее место до сдачи смены запрещается. Вахта считается сданной, если оператор, принимающий вахту, поставил соответствующую подпись в вахтовом журнале.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Борьба с отложениями солей на Ярактинском месторождении чрезвычайно актуальна.

Основная причина образования сульфатсодержащих осадков на скважинах Ярактинского месторождения – это закачка в течение длительного периода времени пресных вод.

Отложения осадков происходят на стенках НКТ и эксплуатационной колонны, в приемных и рабочих органах электроцентробежных насосов, и приводят к снижению или полной потере производительности насосных установок.

Основным методом борьбы с отложениями солей при добыче нефти является предупреждение образования осадков. Для этого предлагается применить ингибирование дозированной подачей ингибитора в скважину или же разовую задавку ингибитора в пласт. В качестве ингибитора предлагается применить АКВАТЕК – 512.

Экономическая эффективность от проведения мероприятий в расчете на 600 суток составила 1234,4 млн. руб. или 1233,7 млн. руб. на пять скважин по сравнению с применением старой технологи.

Для удаления образовавшихся отложений и восстановления дебита скважин используется технология с применением каустической соды.

Результаты проделанной работы рекомендуется использовать на месторождениях, где применяется пресная вода для поддержания пластового давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рапацкая Л.А., Буглов Н.А., Хао Дунхэн. Нефтегазоностные комплексы восточных регионов России и Китая : монография. – Иркутск : Изд-во ИрНИТУ, 2013. – 360 с.
2. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2016. №6. С.19-24.
3. http://irkutskoil.ru/
4. Гажула, С. В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы. Нефтегазовая геология. Теория и практика: учебник / С. В. Гажула. – Москва: Недра, 2015. – 458 с.
5. Коновальцева, Е. С. Нефтегазовая геология: учебник / Е. С.– Москва: Недра, 2016. – 360 с.
6. Кащавцев В. Е, Мищенко И. Т. Солеобразование при добычи нефти: монография / Москва : Орбита-М, 2004 – 433 с.
7. Кащавцев В Е, Мищенко И Т Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти Учебное пособие М Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им ИМ Губкина, 2001, 135 с
8. Кащавцев В Е, Гаттенбергер Ю П, Люшин С Ф Предупреждение солеобразования при добыче нефти М Недра, 1985, 215 с
9. Кащавцев В Е, Гаттенбергер Ю П, Люшин С Ф Предупреждение солеобразования при добыче нефти М Недра, 1985, 215 с
10. Кащавцев В Е, Мищенко И Т Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти Учебное пособие М Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им ИМ Губкина, 2001, 135 с
11. Сыртланов А Ш, Ершов А М, Антипин Ю В Методика определения зон отложения гипса Уфа, 1982, 30 с
12. Маринин Я С, Ярышев Г М, Михайлов С А Методы борьбы с отложением солей М ВНИИОЭНГ, 1980, 55 с
13. Кащавцев ВЕ и др Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений М ВНИИОЭНГ, сер Нефтепромысловое дело, 1976, 63 с
14. Инюшин Я В , Ишемгужин А А , Лаптев А Б и др Аппараты для магнитной обработки жидкости М Недра, 2001, 144 с
15. Ибрагимов Г З , Сорокин В А , Хисамутдинов И И Химические реагенты для добычи нефти М Недра, 1986,240 с