Содержание

Введение.....6
1.1 Общие сведения о месторождении.....7
1.2 Геолого-геозическая характеристика месторождения.....9
1.2.1 Стратиграфия.....9
1.2.2 Тектоника.....12
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных горизонтов.....13
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....15
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....19
1.6 Факторы, осложняющие геологическое строение разреза месторождения..26
2 Характеристика состояния системы разработки Верхнечонского месторождения.....28
2.1 Анализ состояния фонда скважин.....29
2.2 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения.....31
2.3 Характеристика технических проблем системы разработки месторождения32
2.4 Прогнозирование выпадения солей в скважинах ВЧНГКМ.....34
3 Методы предупреждения и удаления солеотложений.....40
3.1.1. Методы предотвращения отложений солей.....40
3.1.2 Технологические методы.....41
3.1.3 Физические и комбинированные методы.....42
3.1.4 Химические методы.....43
3.1.5 Ингибирующее действие, состав и применение ПАВ.....43
3.2 Удаление образовавшихся осадков.....45
3.3 Технологии, методы и способы дозирования ингибиторов солеотложений.48
3.4 Расчет при подаче ингибитора в скважину.....55
3.5 Расчет при задавке ингибитора в пласт.....58
4 Экономическая оценка эффективности мероприятий.....61
4.1 Краткая аннотация мероприятия.....61
4.2 База сравнения и метод расчета эффективности.....62
4.3 Затраты на ингибирование скважин способом постоянного дозирования.…63
4.4 Затраты на ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт.....64
4.5 Расчет экономической эффективности.....65
5 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны труда.....68
5.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов.…71
5.2 Расчет опасных факторов.....73
5.3 Организация охраны труда на производстве.....74
5.4 Требования промышленной безопасности и охраны труда перед началом работ.....79
5.5 Требования промышленной безопасности и охраны труда во время работ 80
5.6 Требования промышленной безопасности и охраны труда в аварийной ситуации.....82

5.7 Требования промышленной безопасности и охраны труда при выполнении работ с химреагентами.....83
5.8 Требования промышленной безопасности и охраны труда по окончанию работ.....84
5.9 Пожарная безопасность на объектах добычи нефти и газа.....85
Заключение.....89
Список использованных источников.....90

Введение

Публичное акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ) ведет разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено в Катангском районе Иркутской области, в верхнем течении реки Чона, в 1 100 км от областного центра – г. Иркутска.

Месторождение было открыто в 1978 году, однако лишь в 2005 году началась его опытно-промышленная эксплуатация.

В октябре 2008 года Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную разработку.

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.

1.1 Общие сведения о месторождении

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области.

Месторождение расположено в 100 км от районного центра п. Ербогачен, в 250 км от г. Киренска и в 420 км от г. Усть-Кута. Ближайший населенный пункт (п. Преображенка) находится в 50 км, ближайшие нефтегазовые месторождения (Дулисьминское, Ярактинское, Марковское) в 190…310 км. рисунок 1.1.

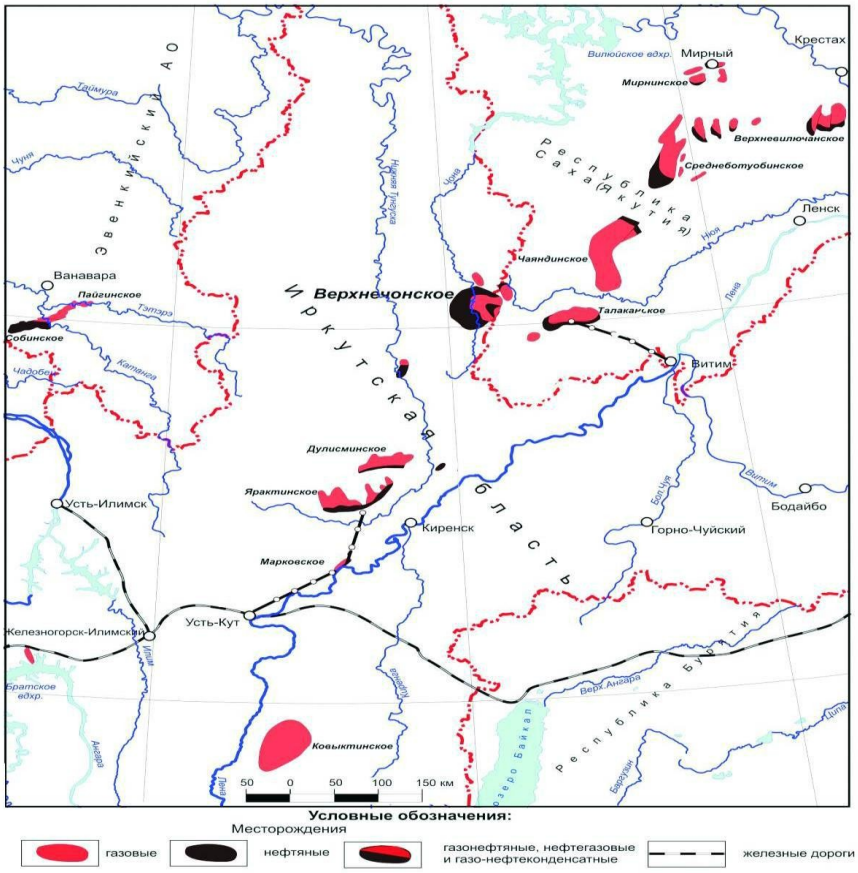


Рисунок 1.1 - Обзорная схема месторождений нефти и газа Иркутской области

Через месторождение протекает река Чона с ее многочисленными притоками Пойма реки участками заболочена, ширина реки 20…30 м, глубина на плесах 3 м, на перекатах 0.2 м, имеется много стариц и озер. По площади месторождения протекают притоки р. Чоны – Нельтошка, Вирая, Молчалун, Игняла, характеризующиеся резко изменяющейся водообильностью в зависимости от количества атмосферных осадков. Наряду с реками важными гидрогеологическими элементами в районе работ являются озера и болота. Озера большей частью пойменные (старичные) и термокарстовые, развитые на пологих склонах и плоских вершинах водоразделов. Питание озер осуществляется, в основном, талыми снеговыми и дождевыми водами. Болота распространены по долинам рек и ручьев, реже на склонах и водоразделах, относятся они к типу надмерзлотных

и в засушливые годы почти полностью осушаются. Питание болот происходит за счет талых снеговых, дождевых и мерзлотных вод.

Постоянные дороги в районе отсутствуют. Связь с г. Усть-Кутом возможна по зимнику или по реке Лене (до п. Чечуйск).

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах Средне - Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120…150 м (абсолютные отметки колеблются от 320 до 470 м).

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Река Чона не судоходна. Река Н. Тунгуска судоходна непродолжительное время – 20…30 дней в паводковый период. Река Лена судоходна от п. Качуг до устья.

Пути сообщения района весьма ограничены.

Основной объем грузов от г. Усть-Кута до месторождения может перевозиться автотранспортом по зимнику (расстояние 660 км). В летнее время грузы могут доставляться водным транспортом по реке Лене от Усть-Кута до Чечуйска (расстояние 373 км) и от Чечуйска до п. Надеждинск автотранспортом – 27 км. Срочные грузы и доставка вахт могут осуществляться вертолетом.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении могут использоваться дизельные станции внутреннего сгорания, ЛЭП на территории месторождения отсутствует.

Район работ сейсмически не активен, по карте сейсмического районирования СССР (1983 года) сейсмичность на площади месторождения равна 5 баллам.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый при строительстве жилья и в качестве топлива.

В 130 км юго-западнее месторождения расположено Непско-Гаженское месторождение калийных солей, запасы которого утверждены в ГКЗ СССР в 1992 году.

Кроме этого в районе месторождения имеются многочисленные выходы на дневную поверхность траппов (долеритов), известняков и доломитов литвинцевской свиты, которые могут быть использованы в качестве бутового камня для строительства дорог.

Известняки и доломиты литвинцевской свиты могут быть также использованы для получения извести.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и жарким летом, с годовыми максимально-экстремальными колебаниями температуры от +36 до –580С, среднегодовая температура –5.0…–5.50С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обусловливает сезонное промерзание грунтов на 1.5…2.0 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются в конце августа. Толщина снежного покрова колеблется от 40 до 70 см, снег держится с октября по апрель.

Среднегодовое количество осадков 300…500 мм. Кратковременный максимум осадков (56 мм) приходящийся на осенне-зимний период, средний максимум – 26 мм. В районе работ преобладают юго-восточное и северо-западное направление ветров со скоростью 1…3 м/с.

Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из естественных водотоков по трубопроводам или из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут быть использованы воды четвертичных и верхоленских отложений [1].

1.2 Геолого-геозическая характеристика месторождения

1.2.1 Стратиграфия

По данным бурения глубина залегания дорифейского кристаллического фундамента в районе месторождения постепенно возрастает с юго-востока на запад, северо-запад и север от 1235 до 1290÷1303 м. По данным сейсморазведки амплитуда выступа фундамента в районе месторождения достигает 110 м, он вытянут в северо-западном направлении на расстояние более 50 км при ширине около 42 км (по изогипсе 1280 м).

Информации о вещественном составе пород кристаллического фундамента имеется крайне мало. Буровые данные указывают лишь на то, что поверхность фундамента сложена метаморфическими породами кислого и умеренно-кислого состава - гранито-гнейсами и мигматитами. В основании осадочного чехла в нескольких скважинах встречена рифейско - вендская кора выветривания, мощность которой варьирует от нуля до 17,5 м. Кроме того, на северо-востоке месторождения в основании осадочного чехла предположительно расположен Верхнечонско-Талаканский грабен северо-западного простирания, выполненный терригенными породами талаканской свиты позднерифейского возраста.

На поверхности кристаллического фундамента и на коре выветривания с региональным стратиграфическим несогласием залегает осадочный чехол общей мощностью от 1550 до 1800 м, представленный породами венда, кембрия и, местами, нижней юры. Его краткая геологическая характеристика приведена в таблица 1.1.

В целом можно сказать, что нижние 10÷60 м разреза сложены терригенными породами (непская свита венда), последующие 1300÷1500 м – преимущественно доломитами и известняками (катангская, собинская, тэтэрская, усольская, бельская, булайская, ангарская, литвинцевская свиты венда и кембрия) и, наконец, верхние 150÷200 метров вновь сложены в основном терригенными породами и мергелями верхоленской свиты кембрия и укугутской свиты нижней юры (рисунок 1.2). При этом породы верхних подсвит усольской (альтитуды -600÷-900м) и бельской (альтитуды -200÷-500 м) свит насыщены пачками, прослоями и линзами каменных солей, а также в подчиненном количестве - ангидритов и гип- сов. Суммарные мощности солей варьируют от 110 до 220 м в усольской свите и от 30 до 100 м в бельской свите [10].

Таблица 1.1 - геологическая характеристика осадочного чехла района Верхнечонского месторождения

система	отдел	свита	подсвита	состав	мощн. м.	индекс пласта с УВ	примечания
Триасовая	нижний	Катангский интрузивный комплекс		Долериты, микродолериты, оливиновые и троктолитовые долериты	30-190		Силл в толще ангарской свиты на глубинах от -30 до +200м.
Юрская	нижний	укугутская		Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты.	до 40		
Кембрийская	верхний	верхоленская		Мергели, аргиллиты, алевролиты. В нижней части разреза - прослои песчаников, доло- митов, известняков.	100-200		
	средний	литвинцевская		Доломиты, известняки, ангидриты, гипсы.	100-160		
	нижний	ангарская		Каменные соли, доломиты, доломито- ангидриты.	125-350		Для ангарской свиты характерны крайне малые мощности солей, что связано с активным вымы- ванием их инфильтрационными водами, причем наиболее интенсивно – по зонам разрывных нарушений.
		булайская		Доломиты, известняки.	100-150		
		бельская	верхняя	Каменные соли, прослои доломитов, ангид- ритизир. доломитов.	100-350		Общая мощн. солей бельской свиты – 30-100 м.
			нижняя	Доломиты, известняки.	200-230		
		усольская	верхняя	Каменные соли, известковистые и ангидри- тистые доломиты.	190-450		Общая мощн. солей усольской свиты – 110-220 м.
			средняя	Известняки и доломиты.	30-90	$Б_1$-ГК, НГ	Осинский горизонт. УВ
			нижняя	Каменные соли, глинистые и ангидритистые доломиты.	20-35		
		тэтэрская		Доломиты, известковистые доломиты, про- слои ангидритов и мергелей.	40-65	Б 3,4,5 - ГН	Усть-кутские горизонты УВ.
Вендская		собинская		Глинистые, ангидритистые доломиты, доло- митовые мергели, ангидриты.	75-80		
		катангская			80-100	$Б_{12}$ –ГКН	Преображенский горизонт УВ
		непская	верхняя	Песчаники, перекрытые пачкой аргиллитов и алевролитов.	0-30	$В_{10}$-ГКН	Песчаники обладают аномально высокой радио- активностью (до 44 мкР/час), обусловленной повышенным содержанием тория в акцессорных минералах. Мощность аномальных пластов - до 4 м. [1]
			нижняя	Песчаники и гравелиты, перекрытые пачкой аргиллитов и алевролитов.	0-30	$В_{13}$ -ГКН	

В пределах месторождения широко развиты интрузивные тела траппов раннетриасового возраста, представленные микродолеритами и долеритами и имеющие как пластообразную, так и дайкообразную форму. В верхней части разреза в толще ангарской свиты на глубинах с альтитудами от -30 до +200 м по буровым данным откартировано субпластовое тело долеритов с общим падением на север, известное в регионе под названием «Усольский силл» и имеющее мощность от 30 до 190 м. Обнаженные на поверхности фрагменты этого тела образуют полуовал, открытый на северо-восток. Наиболее крупная из

долеритовых даек пересекает всю территорию месторождения, имеет запад-северо-западное простирание и субвертикальное падение.

Для месторождения характерно наличие большого количества дизъюнктивных нарушений, затрагивающих, судя по материалам сейсморазведки и буровым данным, весь разрез чехла. Наиболее хорошо выраженным из них является Могинско-Ленский разлом, имеющий запад-северо-западное простирание, разделяющий территорию месторождения на "северный" и "центральный" блоки и сопровождающийся упомянутой выше дайкой траппов. Кроме того, с юго-востока, запада и северо-запада территория месторождения обрамлена разрывными нарушениями северо-западного и северо-восточного про- стирания, фиксированными выходами на поверхность фрагментов усольского силы трапов [6].

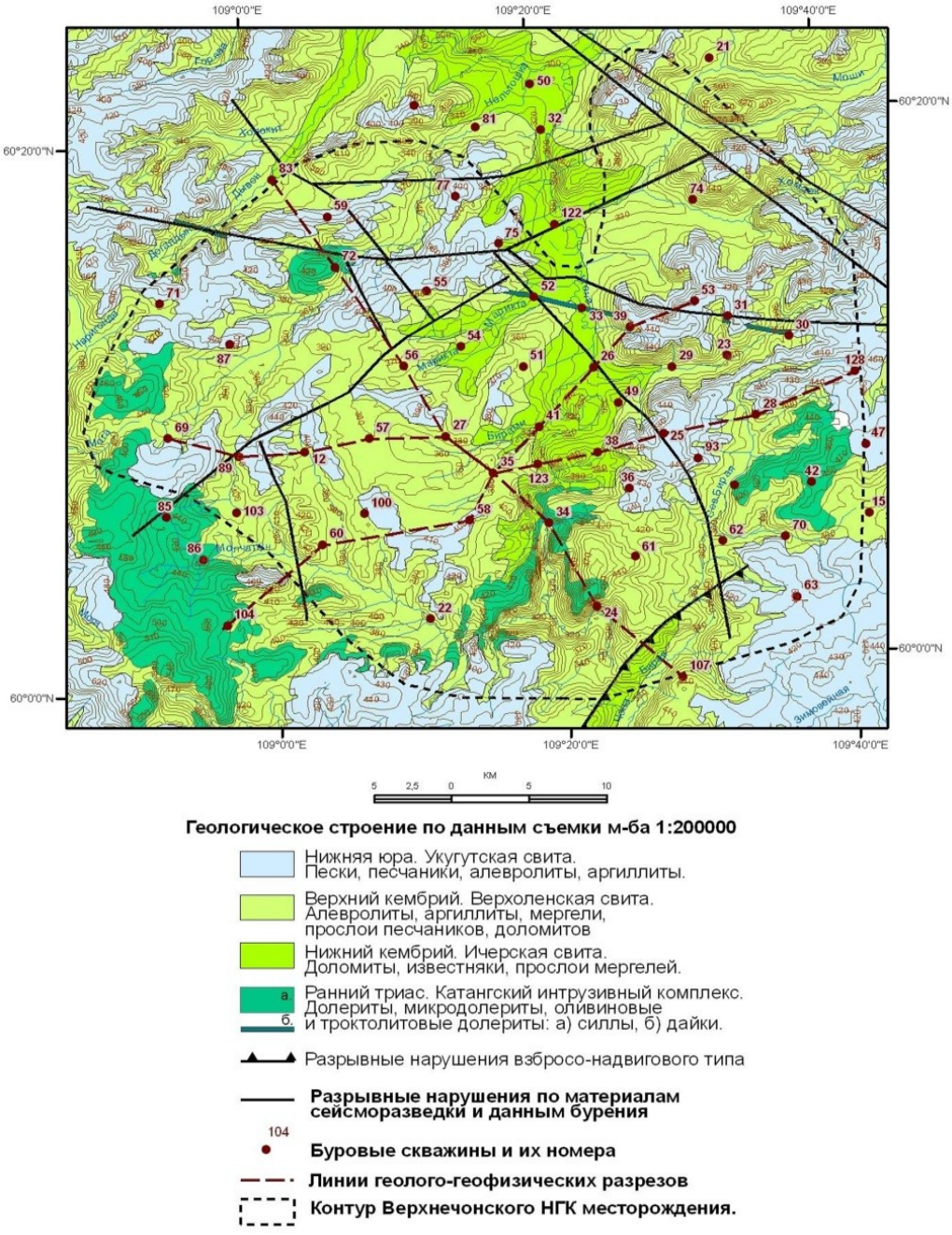


Рисунок 1.2 - Схема геологического строения Верхнечонского месторождения

1.2.2 Тектоника

Верхнечонское месторождение приурочено к большой флексуре, входящей в состав Непско-Ботуобинской антеклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия.

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных по материалам геолого-съемочных, структурно-картировочных, геофизических (сейсморазведка:

МОВ – метод общей волны, ОГТ – общей глубинной точки;

электроразведка: ТТ – теллурических точек, ЗСБ – зондирование становлением ближнего поля;

гравиразведка и аэромагнитная съемка) исследований и глубокого бурения.

Складка представляет собой изометричную вытянутую структуру юго-восточного простирания отчетливо выраженную по структурным подсолевым и, особенно, базальным поверхностям осадочного чехла [9].

В строении флексуры выделяются два структурных яруса: фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста, и осадочная толща, представленная отложениями нижнего, среднего и верхнего кембрия, нижнего отдела карбона и нижнего отдела юры, общей толщиной от 1176 м до 1729 м (без траппов).

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов выветривания.

В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Обобщая материалы по тектоническому строению месторождения, следует сделать ряд выводов.

В разрезе Верхнечонской площади четко обособляются четыре стратиграфических интервала, отличающихся степенью дислоцированности – кристаллический фундамент, включая его кору выветривания;

отложения терригенного, подсолевого карбонатного и нижней части галогенно-карбонатного (до кровли бельской свиты включительно) комплексов, отложения ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и, наконец, отложения карбона и юры.

По поверхности кристаллического фундамента фиксируется отчетливо выраженный выступ, осложненный малоамплитудными смещениями различных знаков, а в северо-восточной части площади – грабеном.

По базисному горизонту $Вч_1$ выраженность складки несколько снижается с соответствующим уменьшением ее высоты [12].

По горизонтам подсолевого карбонатного и галогенно-карбонатного комплексов, вплоть до кровли бельской свиты включительно, проявляется удовлетворительная унаследованность структурного плана от целевых горизонтов. По маркирующим поверхностям булайской, ангарской, литвинцевской и

верхоленской свит фиксируется резкое усложнение структурного плана вплоть до обособления ряда локальных куполов и мульд.

Влияние интрузии долеритов на перекрывающие и вмещающие ее отложения (ангарская, литвинцевская, верхоленская свиты и карбон) более значительно, чем на подстилающие.

Интенсивность проявления разрывных нарушений (кроме грабена) может быть оценена как средняя и слабая, однако лишь заведомо подчиненную их часть можно отнести к категории нефтегазоконтролирующих [12].

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных горизонтов

Верхнечонское месторождение, располагается в пределах крупного Ангаро-Ленского артезианского бассейна, в непосредственной близости к границе с Якутским артезианским бассейном первого порядка. Пограничное положение месторождения, определяет специфику его гидрогеологических условий. Тектонические условия определяет субширотный Могдинско-Ленский разлом, разделяющий месторождения на «северный» и «центральный блоки» а также разрывные нарушения, ограничивающие северо-западное окончание Верхнечонско-Талаканского грабена. Эти нарушения, выделенные с наибольшей степенью достоверности, обособляют самостоятельные залежи углеводородов и во многом определяют особенности положения флюидных контактов. В разрезе осадочного чехла изучаемого месторождения, выделяют 3 нефтегазоводоносных комплекса. Основные объемы известных, на сегодняшний день, скоплений углеводородов на территории Верхней Чоны сосредоточены в вендском и верхневендско-нижнекембрийском комплексах. Проницаемые горизонты охватывают породы коры выветривания кристаллического фундамента, отложения терригенного венда (пласты чонский II и чонский I непской свиты) и вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения (преображенский горизонт катангской свиты, усть- кутский горизонт тэтэрской свиты, осинский горизонт усольской свиты). Таблица 1.2 гидрогеологическая изученность комплексов вид анализов, замеров всего в том числе по комплексам вендский верхневеднский- нижнекембрийский Пластовые давления (точки замера) 168 76 92 Пластовая температура (точки замера) 88 52 36 Общий химический анализ воды 67 29 38 Анализ водорастворенных газов 53 28 25 Согласно региональным картам, гидродинамический фон Лено-Тунгусской НГП, в пределах которой располагается Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение, в целом выровнен и близок к равновесному, но осложнен зонами как высоких, вплоть до аномально высоких так и низких, вплоть до аномально низких пластовых давлений. На северо-восточной половине НБА, в вендском терригенном нефтегазоводоносном комплексе получил развитие субгидростатический и депрессионный гидродинамический режим. Здесь, в подсолевых терригенных отложениях венда дефицит измеренных пластовых давлений в проницаемых горизонтах достигает 20–30 %. К западу и южнее области развития низких давлений размещается гидродинамическая область нормальных давлений, которая охватывает всю юго западную часть НБА и далее прослеживается на территории Ангаро- Ленской ступени [5].

Таблица 1.2 – Гидрогеологическая изученность комплексов

Вид анализов, замеров	Всего	В том числе по комплексам	
		вендский	Верхневеднский-нижнекембрийский
Пластовые давления(точки замера	168	76	92
Пластовая температура (точки замера)	88	52	36
Общий химический анализ воды	67	29	38
Анализ водорастворенных газов	53	28	25

Верхнечонское месторождение располагается в непосредственной близости к пограничной зоне между двумя обширными территориями с различной природой распределения давлений в проницаемых горизонтах. Этот участок достаточно полно изучен глубоким бурением и, соответственно, характеризуется достаточно объемным массивом данных по замеренным пластовым давлениям в продуктивных горизонтах. В общей сложности, при анализе гидродинамической обстановки было рассмотрено порядка 170 объектов с измеренными пластовыми давлениями по 63 скважинам. Для гидродинамических расчетов использовались следующие показатели: Коэффициент негидростатичности (Рпл/Ру.г.), который определятся как отношение пластового давления к условно-гидростатическому давлению. Приведенное пластовое давление на плоскости сравнения -1600 м , . . . у г пл Р Р К Рприв, МПа (-1600 м). Эти показатели позволяют сопоставлять данные давлений замеренных на различных гипсометрических уровнях осадочного чехла и сравнивать между собой гидродинамические системы различных горизонтов. В осинском горизонте наблюдаются повышенные значения гидродинамических показателей. Пластовые давления, замеренные на глубинах 1 261–1 408 метров порядка 13–16 МПа. Среднее значение по 22 замерам – 14,92 МПа. Среднее значение коэффициента негидростатичности по горизонту на 14 % выше гидростатики, достигая максимального значения 1,29. Значения приведенных к плоскости сравнения -1 600 метров давлений колеблются в пределах 21,14–24,84 МПа. (рис. 1). Усть-кутский продуктивный горизонт, так же, находится в зоне сверхгидростатических давлений. Среднее значение замеренного пластового давления для него – 14,8 МПа. Значения гидростатики превышены, в среднем, на 5–6 % Картина распределение давлений в нижележащих горизонтах несколько иная: значения коэффициента негидростатичности близки или же несколько ниже 1 что свидетельствует о равновесном гидростатическом режиме. Значения приведенных давлений, в сравнении с гипсометрически вышележащими продуктивными горизонтами, существенно ниже (в среднем на 3 МПа.) Такая разная гидродинамика этих уровней объясняется мощной толщей флюидоупорных отложений, которая отделяет гидродинамический режим проницаемые горизонты осинского и куть-кусткого уровней от нижележащих горизонтов. В целом, пластовые давления в изучаемой части разреза меняются в диапазоне 13–17 МПа, что составляет 0,8–1,3 от условного гидростатического давления. При этом наблюдается вертикальная гидродинамическая инверсия - возрастание дефицита давлений с глубиной вниз по разрезу к

фундаменту, где коэффициент негидростатичности снижается до значений 0,8–0,9. Это находит отражение и в приведенных давлениях, значения которые также снижаются вниз к фундаменту. В геохимическом отношении вертикальная зональность продуктивного разреза месторождения дифференцирована не столь явно. Качественных проб пластовой воды мало и, в этой связи, разброс концентраций рассолов, даже в пределах одного горизонт достаточно существенен. В целом для территории Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения характерны воды хлоркальциевого типа с общий минерализацией в пределах от 360 до 440 г/л. В водах в присутствует бром – до 7 000 мг/л и более. Водорастворенные газы представлены в основном метаном и его гомологами – до 97 %, азотом. Температурный режим недр в условиях изучаемого месторождения изучен слабо. Данные по замерам температур при испытании скважин сильно разнятся, качественно записанных электротермограмм в выстоявшихся скважинах не так много. Согласно имеющимся материалам, температурный градиент увеличивается с глубиной от значений 0,7–0,9 на уровне осинского горизонта до значений 1,6–2,4 в подошве вендских отложений. В целом, следует отметить, что в силу гипсометрически высокого положения Непского свода, а так же отсутствия в разрезе сколько-нибудь мощного теплоупора, значения температур на поверхности венда (кровля тэтэрской свиты) редко превышают 15 °С. Все процессы связанные с нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением происходят в среде, существенным элементом которой являются подземные воды [15].

1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Плотность пластовых нефтей Восточной Сибири изменяется от 0,66 до 0,85 г/см^3, преобладают значения 0,7- 0,8 г/см^3, т. е. согласно существующей классификации они относятся к классу «обычных».

Таблица 1.3- Среднее статистическое значение газосодержания

Месторождение	Пласт	CH_4	C_2H_4	C_3H_4	C_4H_{10}+ высш.	H_2	N_2+ред.	CO_2
Верхнечонское	ВЧ-II	70,52	12,52	8,62	6,62	0,09	1,53	0,1
	Преображенский	73,99	12,32	6,68	5,02	0,05	1,84	0,1

Газосодержание варьирует от 72 до 250 м^3/т, что значительно выше среднего статистического значения таблица 1.3. Соответственно выше для большинства залежей и величины объемного коэффициента. Вязкость

дегазированных нефтей в нормальных условиях колеблется в широких пределах и в целом также гораздо выше средней по России. В то же время, благодаря высокому газосодержанию и относительно небольшим пластовым давлениям, вязкость нефти в пластовых условиях невысока за исключением осинской залежи Верхнечонского месторождения. По той же причине значительно выше средних и коэффициенты сжимаемости нефти [4].

Химический состав растворенных газов приведен в таблице 1.4, где отмечается невысокое содержание двуокиси углерода, водорода и азота, близкое к средним по России. Количество азота в нефтяных газах не превышает 9,27 %, гомологов метана в них меньше, чем в среднем по России (45 %). В целом рассмотренные газы однотипны и какой-либо закономерности изменения их состава в пределах юга Сибирской платформы не установлено.

Таблица 1.4 - Химический состав

Параметр	Значение	
Объект разработки	Верхнечонский (Вч 1-2)	Преображенский (Пр)
Глубина залегания кровли по вертикали (м)	1660	1630
Проницаемость по разрезу (среднее) (мД.)	от 10 до 12000	от 0,5 до 2,5
Пластовая температура ^{0}C	8-21	14
Начальное пластовое давление (атм.)	158	152,5
Текущее пластовое давление (атм.)	90-155	152,5
Давление насыщения (атм.)	158	152,5
Газовый фактор ($м^3$/т.)	50-200	50-2500
Плотность нефти (г/$см^3$ дегазированная)	0,849	0,850
Вязкость (мРа*с)	3,35	3,42
Объемный коэффициент нефти (д.е)	1,183	1,145

Сжимаемость нефти 1/МРа*10^{-4}	11,7	8,17
Сжимаемость воды 1/МРа*10^{-4}	4,63	4,63
Сжимаемость породы 1/МРа*10^{-4}	3,8	2,37

Характерная особенность пластовых нефтей Восточной Сибири - близкие значения давлений насыщения нефти газом и пластовых. Это обусловлено тем, что большинство залежей по фазовому состоянию относится к газоконденсатнонефтяным или нефтегазоконденсатным, в которых нефть находится в виде оторочек типа А и Б, при этом перемычки между нефти и газонасыщенными частями пластов отсутствуют. С учетом этого отбор кондиционных глубинных проб проводился при работе скважины на штуцерах малых диаметров. Затем проводили постепенное стравливание газовой шапки с целью обеспечения поступления на забой новых порций пластовой нефти. Чтобы убедиться в отсутствии воды в скважине, перед отбором проб замеряли давления по стволу для определения плотности заполнившего ее флюида. Качество глубинной пробы устанавливалось непосредственно на скважине при помощи пресса-измерителя определением давления в камере и давления насыщения.

Основные запасы нефти Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения связаны с терригенными поровыми коллекторами пластов $ВЧ_1$ и $ВЧ_2$ венд-нижнекембрийского возраста. Пластовое давление составляет около 15,7 МПа при средней глубине залегания кровли терригенных продуктивных отложений 1650 м, а пластовая температура изменяется от 11 до 20^{0}С. Ее изменение связано с толщиной многолетнемерзлых пород [14].

Таблица 1.5 Физико-химические свойства нефти

Показатели	Скв. 57	Скв. 12	Скв. 37
1	2	3	4
Дата отбора	13-14.04.2005г.	04.07.2006г.	30.05.2007г.
Пластовое давление, МПа	15,73	16,06	15,09
Пластовая температура, ^{0}С	10,6	12,1	20,0
Давление насыщения при температуре, МПа: - 20^{0}С; - пластовой	 16,01 15,44	 15,89 15,41	 - 12,47
Газосодержание, м^3/м^3, при стандартной сепарации	107,08	104,18	91,92
Плотность пластовой нефти при температуре 20^{0}С при стандартной сепарации, кг/м^3	785	776	777
Вязкость нефти, МПа·с, при давлении: - пластовом; - насыщения	 4,12 4,10	 3,92 3,88	 4,17 3,69
Плотность газа после стан-	1,04	0,976	1,05

дартной сепарации, кг/м^3			
Температура насыщения нефти парафином, ^{0}C	12	12	12
Массовое содержание, %: - воды; - серы; - асфальтенов; - смол; - парафина	 - 0,46 0,20 8,30 1,50	 0,77 0,45 0,28 8,68 1,71	 - 0,73 0,37 7,88 2,23
Температура плавления парафина, ^{0}C	53	51	51

В результате изучения свойств пластовых и сепарированных проб нефти скв. 57, 37, 12 установлено таблица 1.5, что давление насыщения нефти газом близко к пластовому и снижение давления ниже пластового приведет к началу выпадения парафина в пласт, призабойное зоне и скважине.

Отличительной особенностью Верхнечонского месторождения является то, что фазовое равновесие пластовых флюидов (возможность одновременного существования газовой и твердой фазы) сформировалось в результате понижения пластовой температуры при появлении многолетнемерзлых пород в антропогене, что снизило температуру нефтенасыщенных пластов с 20 до 11^{0}C. Изменившиеся условия привели к выпадению парафина в пористой среде, т.к. по мере охлаждения пластов жидкая фаза проходила через температуру насыщения нефти парафином, соответствующую изменяющимся пластовым условиям. Поэтому при достижении температур и давлений пласта, соответствующих современным условиям, в пластовой нефти сохранилось условие фазового равновесия. Дальнейшее снижение давления и температуры пласта приведут не только к выделению газовой фазы, но и к дальнейшему выделению парафина.

Водоносность Верхнечонского месторождения изучена по материалам глубокого и колонкового бурения, а также по данным изучения родников и рек.

В пределах месторождения водоносные горизонты проявляли себя как водопроявлениями, так и поглощениями промывочной жидкости. Были зафиксированы и самоизливы в верхоленской, литвинцевской, булайской свитах (в основном с глубин до 500 м). Поглощающие зоны отмечались в различных интервалах разреза. Интенсивность поглощений различная - от 0.1 м3/час до полной потери циркуляции.

По ГИС было выделено 15 водоносных объектов, рекомендованных для испытания в 14 скважинах глубокого бурения. В 10 объектах (9 скважин) насыщение подтвердилось, из 2 объектов в 2 скважинах получен приток фильтрата бурового раствора. Из 3 объектов (3 скважины) получены притоки нефти или газа.

При опробовании в открытом стволе вода с нефтью или газом была получена из 4 объектов в 4 скважинах, вода без нефти или газа - только из 3 объектов в 3 скважинах, фильтрат бурового раствора с пластовой водой, газ, нефть - из 30 объектов в 24 скважинах. Из 2 объектов в 2 скважинах получена водонефтяная эмульсия. Практически во всех объектах замерялись динамические уровни.

При испытании в колонне «чистая» вода получена из 14 объектов в 11 скважинах, пластовая вода с нефтью или газом - из 40 объектов в 23 скважинах, фильтрат бурового раствора с примесью пластовой воды, нефти или газа - из 36 объектов в 23 скважинах. В отдельных объектах были замерены динамические уровни. Замерены пластовые и забойные давления.

На территории месторождения пробурены 72 гидрогеологические скважины для питьевого и технического водоснабжения. Практически во всех скважинах замерены статические уровни, за исключением скважин: 45 - без воды, 43, 76, 78 - переливали.

Из скважин глубокого бурения отобраны пробы воды на химический анализ.

Водяные объекты в колонне были испытаны в 20 скважинах (30, 31, 37, 39, 46, 53, 59, 70, 73, 74, 76, 77, 82, 83, 91, 103, 105, 113, 122, 128) - 34 объекта. Проведены исследования верхнечонского, преображенского, усть-кутского, осинского горизонтов и коры выветривания.

Вызов притока осуществляли с помощью комплекта КИИ-95, компрессора АКС-8М путем снижения уровня до установления постоянства химического состава воды, которое контролировали по ее плотности.

После достижения постоянства состава жидкости регистрировали кривые притока и восстановления уровня (давления). Определяли статический уровень, замеряли пластовые давления и температуры.

При длительном периоде восстановления пластовое давление определялось путем экстраполяции или методом долива скважины пресной водой. Глубинные пробы отбирались при достижении постоянства химического состава с помощью желонки или пробоотборника ВПП-300. Анализы пластовых вод выполнены в ВостСибНИИГГиМС.

Дебиты пластовой воды при динамических уровнях от 726-800 до 1580 м изменялись от 0.2-3.7 до 5.1-23.3 и в трех скважинах от 102 до 160 м3/сут.

Высокое содержание в пластовых водах полезных компонентов (лития, рубидия, цезия, стронция, калия, йода, брома, бора, марганца, натрия, кальция, магния, хлора) позволяет рассматривать их как сырьё для химической промышленности таблица 1.6.

Таблица 1.6 Содержание полезных компонентов и оценка экономической эффективности извлечения их из попутных подземных вод

Наименование	Пределы содержание, мг/л	Содержание	Условная минимальная концентрация
Литий	20-53	35.6	10
Рубидий	6-21	14.0	3
Цезий	-	-	0. 5
Стронций	2200-2400	2311.0	300
Калий	3312-10750	7190.0	1000
Йод	3.8-8.3	5.3	10
Бром	4000-6600	5489.0	200
Бор	20-61	44.0	50
Марганец	32-90	61.9	10
Натрий	4800-28000	11047.0	-

Кальций	62600-120000	93881.0	-
Магний	9100-24300	12519.0	-
Хлор	208500-289100	246218.0	-

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

По состоянию изученности месторождения на 01.01.17 г. выявлено 18 залежей нефти и газа, из них 10 в песчаниках верхнечонского горизонта, 4 в доломитах преображенского горизонта, 4 в карбонатах осинского горизонта.

Разведанные залежи, из которых 5 - нефтяные, 9 - газонефтяные, 4 - газоконденсатные, неантиклинального типа, приурочены к флексуре северо-западного простирания пород подсолевого структурного этажа осадочного чехла таблица 1.7.

Ниже приводится характеристика залежей пластов Верхнечонского месторождения по блокам.

Залежи блока I

В этом блоке открыты две залежи, связанные с пластами ВЧ2, ВЧ1+2 и с пластом ВЧ1.

Таблица 1.7 Типы залежей Верхнечонского месторождения

	Блок	Район скважин	Тип залежи
ВЧ1	I II IX	23.29 37.42 38.41 34 31	Нефтяная Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Газовая залежь
ВЧ2	I II	23.29 34.123 68.116	Нефтяная Нефтяная Нефтяная
	Блок	Район скважин	Тип залежи
ВЧ1+2	I II III IV V VIII	32.52 12.54 55 900 87.66 122.78.114	Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой Нефтяная с газовой шапкой

Залежь № 1, пласт ВЧ2 - нефтяная, ограничена зонами замещения коллектора непроницаемыми разностями пород пласта ВЧ2 (скв. 25, 26, 47, 15, 63, 128) и дизъюнктивным нарушением, экранирующим залежь, а с северо-востока границей распространения залежи 1 по пласту служит линия выклинивания глинистой перемычки между пластами ВЧ1 и ВЧ2. Залежь вскрыта 12-ю скважинами. В колонне 8-ми скважин пласт был опробован на приток. Дебиты

нефти составили 3,6-108 м3/сут (скв. 70, 28).

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в пределах залежи меняется от 3,2 м до 12 м. Этаж нефтеносности составляет 21 м. Размеры залежи 13×20,5 км.

Запасы нефти участка залежи в границах расположения опробованных на приток скважин оценены по категории С1. Остальная часть залежи, на которой пласт ВЧ2 характеризуется как нефтенасыщенный лишь по ГИС, отнесена к категории С2.

Залежь 1, пласт ВЧ1+2 - нефтяная, вскрыта скважинами 33 и 52. Границы залежи с северо-запада и северо-востока контролируются разрывными нарушениями, а на юго-восток залежь распространяется до линии выклинивания глинистой перемычки, за которой она переходит в залежь пласта Вч2. При испытании пласта (скв. № 52) из интервала перфорации 1572-1584 (-1235,5-1247,4) получен приток нефти дебитом 150,6 м3/сут (шт. 8 мм). Пласт ВЧ1+2 в скважине № 33 не опробован, его насыщение охарактеризовано лишь данными ГИС. Следовательно, запасы нефти залежи 1 оценены по двум категориям:

к категории С1 отнесен участок северо-восточной части площади залежи, ограниченный линией, проходящей на середине расстояния между скважинами 52 и 33;

к категории С2 - участок площади в восточной части залежи, в районе расположения скважины № 33.

Нефтенасыщенные толщины пласта ВЧ1+2 составляют 13,6-14,0 м. Этаж нефтеносности 18 м, размеры залежи 2-4,5 × 5-6,5 км.

Залежь № 2, пласт ВЧ1 - нефтяная с газовой шапкой, ограничена с востока и юга зонами литологического замещения коллектора пласта непроницаемыми или слабопроницаемыми породами. С северо-востока и юго-запада экранируется дизъюнктивными нарушениями.

Коллектор пласта ВЧ1 вскрыт 10-ю скважинами. Газонефтяная зона приурочена к восточной, гипсометрически наиболее приподнятой части залежи. Притоки газа дебитом 105 тыс. м3/сут и 123,4 тыс. м3/сут получены из скважин 28 и 70, соответственно.

Газонефтяной контакт (ГНК) принят по результатам испытания скважин 42, 28, 62, 70 и 37 на абсолютной отметке минус 1215 м. Запасы газа газовой шапки и газонефтяной зоны оценены по категории С1.

Нефтяная зона имеет заливообразную форму распространения коллектора. При опробовании пласта ВЧ1 в колоннах скважин 25, 29, 37 были получены притоки нефти с дебитами от 16,6 м3/сут до 63 м3/сут.

Запасы нефти, приуроченные к участкам расположения указанных выше скважин, подсчитаны по категории С1.

Залежь № 3, пласт ВЧ1 - нефтяная с газовой шапкой. Коллектор пласта, до границы выклинивания глинистой перемычки между пластами ВЧ1 и ВЧ2, ограничен зоной замещения и линией, проведенной между продуктивными скважинами (38, 34) и непродуктивными (скв. 36, 44, 61, 24), в которых при опробовании получены притоки нефти непромышленного значения.

Пласт ВЧ1 в границах залежи представлен в виде двух нефтегазонасы-

щенных участков. Один участок залежи № 3 приурочен к району расположения скважин 38, 41, а другой - к району скважины № 34.

Газовая зона пласта ВЧ1 вскрыта скважиной № 38, в которой из интервала минус 1226,4-1238,4 м получен приток газа дебитом 107,9 тыс. м3/сут. В скважине № 41 из интервала перфорации минус 1245-1249 м в результате испытания получен приток нефти дебитом 17,7 м3/сут и газа - 13,3 тыс. м3/сут. С учетом данных исследований пласта на приток ГНК по залежи в районе расположения скважин 38 и 41 принят на абсолютной отметке минус 1240 м. Газонасыщенная толщина пласта составляет 2,9 м, нефтенасыщенная равна 4,3 м. Высота газовой шапки 7,1 м. Этаж нефтеносности равен 17,1 м.

При опробовании пласта ВЧ1 в колонне скважины № 34 получен приток газа 28 тыс.м3/сут и нефти 1,4 м3/сут из интервала абсолютных отметок минус 1232,6-1243,6 м. Газонефтяной контакт по залежи вскрытой скважиной № 34 принят на абс. отметке минус 1238 м. В пределах рассматриваемого участка залежи 3 выделяются газонефтяная и нефтяная зоны. Эффективная газонасыщенная толщина пласта равна 0,7 м, нефтенасыщенная - 5 м. Этаж нефтеносности - 5,6 м.

Запасы нефти оставшейся части площади залежи относятся к категории С2, т.к. при испытании ВЧ1 на приток, из интервалов перфорации скважин 62 и 39 были получены малодебитные притоки нефти (не более 1,4 м3/сут).

Нефтенасыщенные толщины пласта Вч1 изменяются по площади залежи от 3,7 м до 8,6 м - в границах категории С1 и от 1,4 м до 4,2 м (по категории С2). Газонасыщенная толщина составляет 2,9-3,4 м. Высота газовой шапки 5 м. Этаж нефтеносности 16 м. размеры газонефтяной зоны 5×11 км. Протяженность нефтяной зоны с с-з на ю-в составляет 15-20 км, с запада на восток 1×11 км.

Залежи блока II

В пределах блока II выделяется залежь № 3 (пласты ВЧ2, ВЧ1, ВЧ1+2).

Залежь № 3, пласт ВЧ2 - нефтяная, ограничена зонами отсутствия коллектора пласта и экранирована с северо-востока Могинско-Ленским разломом. Граница литологического выклинивания глинистой перемычки между пластами ВЧ1 и ВЧ2 также служит ограничением распространения залежи для пласта ВЧ2 с северо-запада.

Залежь вскрыта 11-ю скважинами, из них в 10-ти пласт опробован на приток. В скважинах 34 и 36 совместно с пластом ВЧ1 (открытым забоем). Притоки нефти составили 1,04 м3/сут. и 125 м3/сут., соответственно. Из интервалов перфораций в скважинах 38,41,16,123 из пласта ВЧ2 получены притоки безводной нефти дебитом от 13,1 м3/сут. до 80,6 м3/сут.

Запасы нефти участков расположения этих скважин оценены по категории С1, а запасы остальной площади залежи - по категории С2, т.к. в результате испытаний пласта из скважин 44, 61, 108 получены небольшие притоки нефти (1,5-4,95 м3/сут.).

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ВЧ2 по площади залежи меняется от 8,2 м до 12,8 м, составляя в среднем 7,5 м (категория С1). Размеры залежи 17×19,5 км. Этаж нефтеносности 41 м.

Залежь № 3, пласт ВЧ1+2 - нефтяная с газовой шапкой. С юго-запада ограничена линией, проведенной на половине расстояния между продуктивными скважинами 12, 111, 60, 102 и непродуктивными 65, 103. С севера, запада и северо-востока залежь ограничена разрывными нарушениями, а с юго-востока, востока ограничением является граница выклинивания глинистой перемычки.

Газонефтяная зона пласта вскрыта скважинами 51, 54 в которых в результате опробования получены притоки газа дебитом 258 тыс.м3/сут. (скв. № 51) и нефти дебитом 105,5 м3/сут. (скв. № 54). На основании испытания этих скважин ГНК принят на абсолютной отметке минус 1240 м. Газонасыщенная толщина пласта составляет 2,6-4 м. Высота газовой шапки, в принятых границах, равна 7,8 м. Размеры газовой шапки 5×8,5 км.

Нефтяная зона пласта ВЧ1+2 занимает большую часть залежи № 3, вскрыта тринадцатью скважинами, в 11-ти из которых пласт опробован на приток. Притоки нефти составили 9,6 м3/сут.-128 м3/сут. Нефтенасыщенная толщина пласта меняется по площади залежи от 4,4 до 13,0 м. Этаж нефтеносности равен 52 м. Размеры залежи в целом 11,5-17,5×13-15 км.

Запасы нефти и газа по залежи № 3 пласта ВЧ1+2 оценены по категории С1 и С2.

Залежи блоков III и IV

При утверждении запасов нефти и газа Верхнечонского месторождения в ГКЗ (протокол № 306 от 22.03.95) залежи указанных блоков из объектов подсчета исключены, вследствие недоказанности их промышленной значимости.

Залежи блока V

Углеводородное насыщение в верхнечонском горизонте в блоке V приурочено к пласту ВЧ1+2 и выделено в залежь № 7.

Залежь № 7, пласт ВЧ1+2 - нефтяная с газовой шапкой. Ограничена зоной отсутствия коллектора пласта с юго-запада и с северо-востока (скв. 67, 69 и 72). При опробовании верхнечонского горизонта в этих скважинах притоков получено не было. С юго-востока, северо-запада, северо-востока залежь № 7 экранирована разрывными нарушениями.

Газонефтяная зона вскрыта скважиной № 66, в которой из интервалов перфорации минус 1244,2-1249,2 м и минус 1253,7-1256,2 м получены притоки газа 122,64 тыс. м3/сут. (с конденсатом) и нефти 6,4 м3/сут с газом (0,412 тыс. м3/сут), соответственно.

По результатам опробования пласта в скважине № 66 принят газонефтяной контакт на абсолютной отметке минус 1248 м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 3,3 м. Высота газовой шапки также - 3,3 м. Размеры газовой зоны 4,1×5,0 км.

Нефтяная зона залежи № 7 вскрыта скважинами 87, 89, 99, 101, 112. Во всех указанных скважинах пласт опробован на приток. Дебиты нефти составили 5,1 м3/сут - 230 м3/сут. Нефтенасыщенная толщина пласта изменяется по площади залежи от 3,2 м до 7,7 м, составляя в среднем 5,4 м.

Этаж нефтегазоносности - 10,6 м. Размеры залежи 8×10 км.

Запасы нефти и газа оценены по категории С1.

Залежи блока VIII

Скопления УВ в блоке VIII связано с пластом ВЧ1+2, ВЧ1 и выделены в залежь №8.

Залежь № 8 - газонефтяная. Границами залежи с юго-запада и северо-востока служит зона отсутствия коллектора пласта (район расположения непродуктивных скв. 73, 80, 77, 75, 79.

С юго-востока, северо-востока, юго-запада залежь экранируется разрывными нарушениями. С севера залежь подпирается пластовой водой и ограничивается ВНК, принятым на абс. отметке минус 1283 м, которая соответствует кровле водонасыщенного пласта ВЧ1 и подтверждена данными опробования.

Газовая шапка пласта вскрыта скважинами 78 и 122. При испытании пласта получен приток газа дебитом до 270 тыс. м3/сут (скв. 122). В скважине 78 - дебит газа из интервала минус 1248,1-1262,1 м составил 216,7 тыс. м3/сут. Из интервала перфорации минус 1260,1-1262,1 м получен приток газа 122,7 тыс. м3/сут и конденсата - 4,7 м3/сут.

На основании результатов испытания пласта на приток уровень ГНК принят на абс. отметке минус 1260,5 м, которая соответствует кровле пропластка, характеризующегося по ГИС скважины 78, как нефтенасыщенный.

Эффективная газонасыщенная толщина пласта составляет 8,1-8,3 м. Высота газовой шапки - 12,9 м, а размеры 2,5×5 км.

Нефтяная зона вскрыта скважинами 11, 32, 81, 114. Во всех указанных скважинах пласт опробован на приток. Дебиты нефти составили от 19 до 163 м3/сут. (скв. 81, 114).

В скважине 105 при испытании пласта ВЧ1 получен приток пластовой воды из интервала минус 1285-1289 м и приток воды с пленкой нефти из интервала минус 1279-1283 м. Кроме того, из интервала перфорации минус 1278,2 - 1283,2 м в скважине 81 из пласта Вч1 получен приток безводной нефти дебитом 55 м3/сут. Пласт в этой скважине по данным ГИС в интервале абс. отметок от минус 1275,2 м (кровля) до минус 1282,9 м (подошва) характеризуется как нефтенасыщенный.

С учетом результатов опробования пласта и данных ГИС скважины 105, в которой кровля водонасыщенного пласта Вч1 вскрыта на отметке минус 1282,7 м, ВНК по залежи 8 принят на абсолютной отметке минус 1283 м.

Нефтенасыщенная толщина пласта по площади залежи колеблется от 7 до 11,2 м (скв. № 32), составляя в среднем 8,3 м. Этаж нефтеносности равен 23 м. Размеры газонасыщенной залежи 2,5×22 км.

Запасы нефти рассматриваемой залежи подсчитаны по категории С1 - это площадь расположения опробованных продуктивных скважин. К категории С2 отнесены запасы остальной части залежи.

Залежь блока IX

В пределах блока залежи нефти и газа связаны с пластом ВЧ2 (залежь № 9) и пластом ВЧ1 (залежь № 10).

Залежь № 9 - нефтяная. При утверждении запасов нефти и газа по Верхнечонскому месторождению в 1995 г. (протоки № 306) запасы нефти и растворенного газа пласта ВЧ2 оценены по категории С1 в районе скважины № 91 на площади в радиусе 1 км.

Пласт ВЧ2 в скважине № 91 представлен песчаником толщиной 13,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7,3 м. Остальная часть площади залежи из объектов подсчета исключена, хотя пласт ВЧ2 по ГИС характеризуется как нефтенасыщенный (скв. 30, 31, 53), но при испытании была получена минерализованная вода с непромышленными притоками нефти дебитом 0,9-2,1 м3/сут.

Залежь № 10, ВЧ1 - газовая, запасы которой подсчитаны по категории С2 в радиусе дренирования скважины 31, равном 1 км.

Пласт в указанной скважине представлен песчаником с прослоями аргиллитов, толщиной 9,9 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта составляет 6,6 м.

В результате опробования пласта из интервала перфорации минус 1228,6 -1233,6 получен приток газа дебитом 56,7 тыс.м3/сут и конденсата - 6,4 м3/сут.

Преображенский пласт (ПР).

Приурочен к нижней подошвенной части нижнеданиловской подсвиты, отличается относительно однородным строением по всей площади месторождения.

Сложен доломитами коричневато-серыми, серыми, микрофитолитовыми, песчаниковидными. В кровле и подошве горизонта - хемогенными породами с прослоями глинистых, алевритистых разностей. Общая толщина пласта изменяется от 15,3 (скв. 88) м до 22 (скв. 30) м, преимущественно имеет толщину 18-20 м. Коллектор пласта выделяется в реликтово-органогенных перекристаллизованных доломитах. Коллектор поровый. Величины открытой пористости доломитов по данным ГИС и лабораторным исследованиям до 8.0-19.3 %, газопроницаемость преимущественно до 2-8 мД, редко до 45-129 мД (скв. 51, 75, 114, 36).

В тектоническом отношении преображенский пласт полностью унаследует структурный план нижезалегающих терригенных отложений с той лишь разницей, что дизъюнктивное нарушение в северо-западной части месторождения (между скв. 72, 900 и 66, 101, 112) в преображенских горизонтах либо затухает, либо не является экранирующим.

Преображенский пласт обладает низкой проницаемостью, что затрудняет освоение скважин и выяснение его насыщения. В большинстве скважин притоки получены после кислотных обработок.

По состоянию изученности на 01.01.07 г. доказано наличие трех нефтяных залежей.

Осинский горизонт

Вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. В скважине № 30 горизонт ассимилирован траппами. Общая толщина горизонта 39,5-60 м. Для осинского горизонта характерны пластовые давления превышающие нормальное гидростатическое.

В осинском горизонте достоверно сохраняется только Могинско-Ленский разлом и разлом, пересекающий его в центральной части месторождения в направлении с юго-запада на северо-восток. Остальные оперяющие разломы в осинском горизонте затухают, в результате чего происходит соединение блоков

(I+II; III+IV+V+VI; VII+VIII) и слияние приуроченных к ним залежей. На северо-востоке роль тектонического экрана в осинском горизонте играет грабен северо-западного простирания, вскрытый скважинами 82, 94, 95, унаследованный от подстилающих терригенных отложений.

На большей части площади Верхнечонского месторождения пласт осинского горизонта (ОС) является коллектором. Тип коллектора кавернозно-поровый. Открытая пористость пород по данным ГИС до 11.0-16.7 %, редко до 19.1-23.6 %, по лабораторным исследованиям - до 9.6-16.2 %, редко 18.0-19.9 %. Газопроницаемость преимущественно до 5-42 мД. Насыщение горизонта, также как и преображенского, определяется лишь при испытании в колонне с применением кислотных ванн, кислотных обработок.

Осинский горизонт опробован в 38 скважинах в процессе бурения. Из них в 8 получены притоки. В колонне горизонт испытан в 15 скважинах, в 14 из них получены притоки флюидов.

Получение промышленных притоков являлось основанием для выделения одной нефтяной и трех газоконденсатных залежей, по которым проведен подсчет запасов по категориям С1 и С2. Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

1.6 Факторы, осложняющие геологическое строение разреза месторождения

Особенности добычи Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения имеют свое обличье и характер. Глубина их залегания составляет 2,7 км. При бурении необходимо пройти скальные породы, отложения солей. Пласты раздроблены, пронизаны трещинами, разломами. Часто наблюдается их вертикальное смещение.

Месторождение приурочено к гемиантиклинали юго-восточного простирания, входящей в состав Непско-Ботуобинской антеклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного.

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных по материалам геолого-съемочных, структурно-картировочных, геофизических исследований и глубокого бурения.

Складка представляет собой изометричную вытянутую структуру юго-восточного простирания, отчетливо выраженную по структурным подсолевым и, особенно, базальным поверхностям осадочного чехла.

В строении гемиантиклинали выделяются два структурных яруса: фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста, и осадочная толща, представленная отложениями нижнего, среднего и верхнего кембрия, нижнего отдела карбона и нижнего отдела юры, общей толщиной от 1176 м до 1729 м (без траппов).

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов

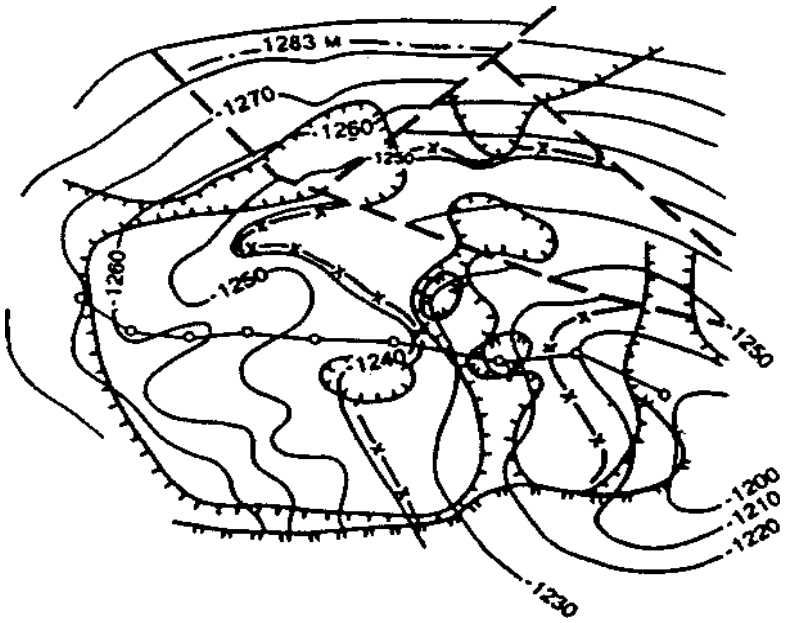
выветривания.

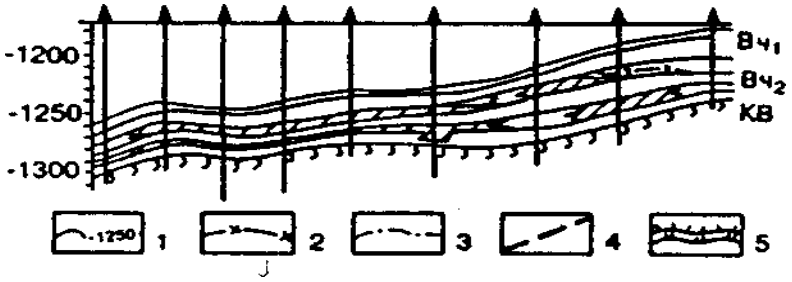
В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Принципиальное совпадение структурных планов отмечается по поверхностям фундамента, подсолевых отложений и осинского горизонта, а все вышележащие дислоцированы более сложно. Это обусловлено проявлением соляной тектоники, внедрением пластовой интрузии долеритов и, предположительно, гипергенным выщелачиванием каменных солей ангарской свиты.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к северо-западной периклинали Чоно-Пеледуйского поднятия в пределахприсводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы и связано со сложнопостроенной структурой размером 65х45 км. Разрез сложен отложениями рифея, венда, кембрия и юры общей толщиной до 1700 м. Встречаются интрузии траппов. Площадь сильно осложнена разрывными нарушениями. Наиболее крупный субширотный Могинско-Ленский разлом разделяет структуру на северный и центральный блоки.

Нарушения обусловливают наличие многозалежных продуктивных токов. Месторождение многозалежное, нефть и газ выявлены в карбонатных пластах осинского горизонта усольской свиты, усть-кутского горизонта тэтэрской свиты, Преображенского горизонта катангской свиты нижнего кембрия и терригенных отложениях верхнечонского горизонта непской свитывенда. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные. Наибольшие газоконденсатнонефтяные залежи установлены в верхнечонском горизонте (пласты Вч-1 и Вч-2, сложенные кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов). Коллектор трещинно-поровый с пористостью от 2 до 14%, проницаемостью до (1,2—0,3 мкм^2. В пластах отмечаются вторичные процессы в осн-





1 — изогипсы по кровле проницаемых песчаников пласта ВЧ; 2 — контур газоносности и 2 — нефтеносности; 4 — разрывные нарушения; 5 — граница замещения коллекторов.

Рисунок 1.3 - Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение

вном галитизации, резко снижающие коллекторские свойства. Эффективная толщина пластов от 2 до 26 м, глубина залегания 1615—1640 м. В верхнечонском горизонте установлено 7 продуктивных клоков общей площадью до 326 км^2. Дебиты нефти до 150 т/сут, газа — до 380 тыс. м^3/сут, газовый фактор 90—95 м^3/т, содержание конденсата до 40 г/м^3. Нефть плотностью 0,85 г/см^3, содержание парафина 1,2%, серы 0,4, смол 5,7—7,8%. Газ метановый (80— П2%), содержание тяжелых гомологов до 18— 20%, плотность I), 667—0,731. Газоконденсатнонефтяная залежь Преображенского горизонта приурочена к карбонатному коллектору мелкопорового типа, гл. 1540 м. Эффективная толщина от 1,4 до 17,2 м, максимальная — в центральной части месторождения. Средняя пористость доломитов 8—10 %, проницаемость до 0,02мкм^2, дебиты нефти до 20 м^3/сут, газа — 23 тыс. м^3/сут. На рисунке 1.3 представлено геологическое строение Верхнечонского месторождения. Нефть и газ Преображенского горизонта по своим характеристикам аналогичны нефти и газу в нижележащих горизонтах. Залежи устькутского и осинского горизонтов изучены слабо, залежи неантиклинальные, пластовые, патологически ограниченные, глубина залегания 1310м. Коллектор карбонатный, сложен кавернозными доломитами. Пористость 9— 12%, проницаемость 0,17 мкм^2, пластовое давление 14,6—15,1 МПа, t=16°С. Площадь залежи 131,8 км^2, эффективная толщина 13,7 м, содержание конденсата 43,56 г/м^3.

2 Характеристика состояния системы разработки Верхнечонского месторождения

Оценки специалистов относительно потенциала месторождения расходятся от года к году. Первоначально запасы его пластов оценивались в 60 млн. тонн; к 2010 году эта цифра возросла до 86 млн. тонн; к 2012 – до 153 млн. тонн. На сегодня общий объем извлекаемой нефти прогнозируется на уровне 200 млн. тонн. С конца 2013 года в результате отработки опытной скважины, обеспечивший суточный дебит более чем в 153 тонны, суммарную мощность залежей дооценили еще на 1,7 млн. тонн. Существенным достоинством Верхнечонского НГКМ является сопутствующий природный газ. Его запасы составляют 95,5 млрд. куб. м.

Уже более полутора лет нефтяники изо дня в день поддерживают эту планку, обеспечивая годовую производительность нефтедобычи в 8 млн. тонн. На месторождении реконструирована УПН (установка подготовки нефти) с целью достижения мощности, необходимой для перекачки сырья до Талаканского приемо-сдаточного пункта. В этой точке товарный продукт поступает в магистраль «Восточная Сибирь — Тихий океан».

Все основные работы ведет АО «ВЧНГ», входящее в структуру ПАО «НК «Роснефть». Акционерное общество «ВЧНГ» создано в соответствии с Федеральным законом № 208 - ФЗ «Об акционерных обществах» от 26.12.1995. АО «Верхнечонскнефтегаз» занимается разведкой и разработкой Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

В октябре 2008 года Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную разработку.

Показатель	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Нефть тыс. барр.	60866,603	64042,218	64443,234
Газ млн.м3.	1202,7	1244,2	1212,3

Добыча нефти в 2009 г. составила 1,2 млн. т (8,6 млн. барр.) (в том числе доля НК «Роснефти» - 306 тыс. т (2,2 млн. барр.), или 25,94%). Было введено 38 нефтяных скважин, действующий фонд добывающих скважин на конец 2009г. составил 59 скважин.

Нефть с месторождения до ноября 2009г. поставлялась по участку нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО), работавшему в реверсном режиме, на НПЗ Компании в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

После ввода в эксплуатацию первой очереди нефтепровода ВСТО нефть начала поставляться на экспорт через порт Козьмино.

Добыча нефти на месторождении составила в 2010 г. 19,0 млн. барр. (2,6 млн. т), доля НК «Роснефти» составила 4,9 млн. барр. (675 тыс. т), или 25,94% в эксплуатацию были введены 44 нефтяные скважины, действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 88 скважин.

Таблица 2.1 Добыча нефти АО «ВЧНГ»

Выход нефтедобывающего предприятия на полную мощность - 7 млн. 800 тыс. тонн нефти в год (58, 5 млн. баррелей) осуществлен в 2014 году и в последующие года наблюдается стабильный рост добычи приведенный в таблице 2.1.

Кроме всероссийского холдинга, владеющего 25,94% акций, в совет учредителей входит ОАО «ТНК-ВР» с 62,7% голосов, а так же ОАО «Восточно-Сибирская газовая компания» с 11,3%. Кроме основной производственной компании многие операции ведут подрядные организации. Так, на бурении задействованы «KCA Deutag» из Германии, общества с ограниченной ответственностью «Прикаспийбурнефть» и «Интегра-бурение», а так же корпорация из США «Nabors». Кроме того, подрядчики выполняют многие работы, связанные с обустройством территории и наладкой технологического оборудования. Так, строительство блочных кустовых насосных станций выполняет общество «ОЗНА». Одновременно в работах участвует, примерно, 700 специалистов,

связанных непосредственно с добычей, и 2-3 тысячи специалистов смежного профиля.

У ПАО «НК «Роснефть» разработаны планы по повышению роли месторождения в выполнении долгосрочного контракта с КНР. Возможно, оно в качестве ключевого источника, вырабатывающего нефть, заменит Ванкорское месторождение. В пользу этого варианта развития событий говорит факт расширения инвестиционной деятельности, направленной на обустройство промыслов. До 2040-х годов в разработку месторождения будет вложено еще 3 млрд. долларов.

2.1 Анализ состояния фонда скважин

На 01.01.2017 года на месторождении пробурено 428 скважин, в т.ч. нагнетательных скважин 86 на 32 кустах.

В 2016 году на месторождении добыто 64443,234 тыс. барр. нефти, что на 401,016 тыс. барр. больше по сравнению с 2015 годом.

Добыча с момента эксплуатации составила порядка 42 млн. тонн.

Уровнь утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) доведен до 95% в 2016 году. Попутный нефтяной газ раньше сжигали в факелах. Теперь по российскому законодательству его необходимо перерабатывать на уровне 95%. В настоящее время попутный нефтяной газ применяется для выработки тепло- и электроэнергии. На Верхнечонском месторождении уже действуют два энергоисточника: газопоршневой, работающий в процентном соотношении на смеси газа и нефти, мощностью 6,2 МВт, а также газотурбинный - мощностью 26 МВт, состоящий из 5 газотурбинных машин [3].

Обводнённость продукции составляет 3-5 %.

Текущий коэффициент нефтеотдачи по месторождению составил 0,30. Рост добычи обеспечен за счет оптимального режима эксплуатации объектов наземной инфраструктуры предприятия, реализации геолого-технических мероприятий и программы оптимизации цикла бурения, строительства новых скважин и мониторинга параметров работы продуктивного пласта. На начало 2016 года на месторождениях «Верхнечонскнефтегаза» введено в эксплуатацию более 50 новых скважин с суммарной добычей почти 550 тыс. тонн нефти. В результате успешной реализации программы по проведению гидроразрыва пласта на базовом фонде скважин была увеличена их продуктивность. Дополнительная добыча составила около 114 тыс тонн нефти, уровень суточной добычи достиг 23,6 тыс тонн.

В результате привлечения новых материалов изменилось представление о геологическом строении месторождения. Были уточнены границы залежей, контуры нефтеносности продуктивных пластов, подсчетные параметры. Показатели запасов ПАО «ВЧНГ» представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Запасы ПАО «ВЧНГ» на 31.12.2016

Доказанные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	1 207,879

Доказанные запасы нефти, млн. барр.	1 030,234
Доказанные запасы газа, млрд. куб. м	29,170
Вероятные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	649,752
Вероятные запасы нефти, млн. барр.	435,540
Вероятные запасы газа, млрд. куб. м	35.170
Возможные запасы углеводородов, млн. барр. н.э.	473.508
Возможные запасы нефти, млн. барр.	252.180
Возможные запасы газа, млрд. куб. м	36.343

Промышленно продуктивны на Верхнечонском месторождении осинский и верхнечонский горизонты. К осинскому горизонту приурочена одна нефтяная залежь и три газоконденсатных. После испытания с применением вторичных методов воздействия на пласт получены притоки пластовых флюидов: газа – дебитом до 109.9 тысяч м3/сут., нефти – 14.7 м3/сут.

Максимальные промышленные притоки получены в объемах: газ (верхний и нижний пласты) до 47.6 тыс. м3/сут.; газ (нижний пласт) до 29.8 тыс. м3/сут.; нефть (нижний пласт) 15.2 м3/сут.



Рисунок 2.1 - Добыча нефти и фонд скважин

Компания взяла курс на ускорение разработки месторождения. В связи с чем была изменена технологическая схема освоения объекта. Было привлечены дополнительные буровые установки, которые позволяют бурить больше скважин, наращивать объёмы добычи. Как результат, скорректировались и планы: в 2014 году компания было добыто 60866,603 тыс. барр. нефти, в 2015

году – 64042,218 тыс. барр. А в 2016 году этот показатель достиг 64443,234 тыс. барр. Показатели добычи нефти и фонд скважин за период с 2010 года по 2016 год отражены на рисунке 2.1. Приблизительно такой уровень добычи, по планам ВЧНГ, сохранится на месторождении до 2020–2021 годов.

2.2 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения

Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ) ведет разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено в Катангском районе Иркутской области, в верхнем течении реки Чона, в 1 100 км от областного центра – г. Иркутска.

Месторождение было открыто в 1978 году, однако лишь в 2005 году началась его опытно-промышленная эксплуатация.

В октябре 2008 года Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную разработку. 15 октября в трубопроводную систему Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) начались поставки первой нефти.

Приоритетные направления деятельности ВЧНГ: добыча углеводородного сырья и геологическое изучение недр; обустройство нефтяных и газовых месторождений; выполнение изыскательских, проектных, строительно-монтажных и других работ; переработка нефти, производство и реализация нефтепродуктов; бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду.

С точки зрения геологических особенностей месторождение характеризуется высокой неоднородностью по разрезу и расчлененностью коллектора, наличием высокопроницаемых пропластков, а также рассолонением коллектора в процессе разработки. При этом сама порода насыщена солью. Подобные особенности геологического строения месторождения обуславливают наличие таких видов осложнений, как неравномерное вытеснение нефти водой, преждевременный прорыв воды/газа по высокопродуктивным интервалам и потеря части извлекаемых запасов. На месторождении постоянно внедряются современные технологии. Одна из них - гидроразрыв пласта. С помощью специального оборудования в нефтеносном пласте создается высокое давление, что приводит к образованию трещин, в которые закачивается пропант - вещество, представляющее собой искусственную песчаную фракцию. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Еще одна технология связана с использованием бурового раствора на углеводородной основе. «Раствор представляет собой эмульсию воды и дизтоплива в соотношении 30% и 70% . Применение данного раствора помогает более качественно и в короткий срок строить скважины.

Основными эксплуатационными объектами являются залежи осинского и верхнечонского горизонта.Осинский горизонт разрабатывается на водонапорном режиме, система размещения скважин - треугольная неравномерная,

сетка скважин – 380 х 380, плотность сетки в контуре нефтеносности - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 3 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,8 МПа, естественный режим системы заводнения. Верхнечонский горизонт разрабатывается на водонапорном режиме, треугольная неравномерная система размещения скважин, сетка скважин 350 х 350, плотность сетки скважин - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 5 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,83 МПа, очагово - избирательная система заводнения.

2.3 Характеристика технических проблем системы разработки месторождения

При добыче обводненной нефти, с применением методов повышения нефтеотдачи, различных растворов в процессе бурения скважин, добычи и подготовки нефти осложняющим фактором является солеобразование. Отложения неорганических солей в ПЗП, оборудовании скважин и наземных коммуникациях системы сбора и транспорта нефти существенно осложняют процесс добычи, что приводит к порче дорогостоящего оборудования, к трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти [7].

В составе неорганических осадков преобладают соли: сульфаты кальция (гипс, бассанит, ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), хлориды натрия (галит или поваренная соль), окисды и гидрооксиды железа (продукты коррозии) и др.

NaCl – основной солевой компонент практически во всех пластовых водах нефтяных месторождений. Он отлагается в добывающих скважинах тех месторождений, где залежи нефти контактируют с рассолами высокой минерализации. Соляные пробки NaCl характерны для газовых скважин, обводняющихся пластовой водой с минерализацией выше 150 – 250 г/дм^3. Хотя по сравнению с другими неорганическими солями NaCl легко удаляется промывкой пресной водой, однако его отложения приводят к потерям в добыче нефти и газа из-за простоев скважин, очистка которых от накапливающихся соляных пробок требует немалых затрат.

Причины образования отложений при добыче нефти многообразны. Они обусловлены геологическими особенностями залежей, техническими, технологическими факторами и конкретными условиями разработки месторождений [6].

Классифицируются отложения солей по преимущественному содержанию (более 60%) одного из вышеуказанных минеральных веществ, при этом остальные соединения, находящиеся в меньших количествах, составляют примеси. В качестве примесей в отложениях неорганических солей могут также находиться песок, глинистые частицы, окислы железа, твердые углеводородные осадки и другие химические соединения. Свободный объем между кристаллами солей заполняется нефтью и гигроскопической влагой.

Наибольшие осложнения из-за солевых осадков встречаются при эксплуатации скважин, оборудованных насосными установками. Изучение

структуры отложений позволило выделить 4 характерных вида осадков:

1 плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков от светло- до темно-серого цвета не удается выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 3 мм с равномерным включением твердых углеводородов. Иногда такие осадки имеют накипеобразный характер белого или серого цвета. Обычно этот вид осадков по составу представлен карбонатами кальция, магния, а в качестве примесей - микрокристаллы гипса, барита, целестина;

2 плотные мелкокристаллические отложения. При поперечном срезе осадка из оборудования хорошо различим слой мелкозернистого осадка толщиной в 3-5 мм в пристенной части, затем прослеживается слой более крупных кристаллов призматического (кальцит, галит) или игольчатого строения (тепе). В этом слое преобладают кристаллы длиной 3-10 мм. Иногда встречаются крупные кристаллы гипса длиной до 15 мм. Пространство между кристаллами обычно заполнено углеводородными компонентами нефти, поэтому этот вид осадка имеет темно-серый, коричневый цвет, вплоть до черного;

3 плотные крупнокристаллические осадки. Характерны для отложений гипса. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами гипса длиной 12-20 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении этих отложений у стенки оборудования имеется слой более плотных мелкокристаллических осадков. По мере удаления от поверхности стенки доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях в НКТ нет сплошных отложений гипса, а осадок образуется в виде одиночных друз кристаллов гипса длиной 20-27 мм с включением у их основания мелких;

4 комплексные отложения неорганических солей с сульфидом железа. Основой осадка является сульфид железа. По структуре, в начальный период формирования, осадки рыхлые. Постепенно в их составе накапливаются кристаллы солей, песка, глинистых частиц, твердых углеводородов и прочность осадка увеличивается. На высокотемпературных поверхностях оборудования происходит образование плотных отложений с высокоабразивными свойствами.

2.4 Прогнозирование выпадения солей в скважинах ВЧНГКМ

Отложения всех видов образуются в НКТ, рабочих органах насосов, хвостовиках, устьевой арматуре, обсадной колонне. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления.

Проведем прогноз солеотложения методом Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона [4] на основании 10 проб воды. Оценка возможного выпадения сульфатных солей в нефтяных и газовых скважинах осуществляется по индексу насыщения:

$$SI = \lg \frac{\left[Kt^{2+}\right] \cdot \left[An^{2-}\right]}{K}, \quad (2.1)$$

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:

$$pK = a + bT + cT^2 + dP + eI^{0,5} + fI + gI^{1,5} + hTI^{0,5}, \; K = 10^{-pK}, \quad (2.2)$$

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 = 3,448; b = $-0{,}277 \cdot 10^{-3}$; c = $9{,}018 \cdot 10^{-6}$; d = $-5{,}475 \cdot 10^{-5}$; e = -0,751; f = $5{,}21 \cdot 10^{-2}$; g = $8{,}50 \cdot 10^{-2}$; h = $-2{,}080 \cdot 10^{-3}$.

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^+
Скв. 56	2847,19	7,58	21,0	2010,0	520,0	339,6
Скв. 27	1723,011	25,58	77,96	359,0	259,0	1241,1
Скв. 35	2439,5	4,88	7,35	641,97	857,0	1041,5
Скв. 41	3573,9	3,88	6,35	614,97	6500,0	1701,9
Скв. 51	5636,9	21,77	16,79	1916,33	695,92	2789,36
Скв. 54	1947,4	26,39	65,98	252,0	51,0	3040,3
Скв. 26	3537,9	24,18	8,99	406,0	44,0	3029,2
Скв. 33	5637,4	33,38	98,97	3252,0	201,0	2366,4
Скв. 39	4732,6	48,6	58,98	1657,0	1255,0	1889,6

Скв. 52	7174,9	27,73	32,99	5755,0	1255,0	199,8

Проба воды 1. Скв. 56. Плотность воды $\rho_в$ = 1080 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (2847{,}19 + 21{,}0 + 339{,}6) + 2(7{,}58 + 2010{,}0 + 520{,}0) / 2 \cdot 1000 = 4{,}14.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (2010 \cdot 20{,}04) / (40{,}08 \cdot 1000) = 1{,}005$ г – ион/л;
$[SO^{2-}{}_4] = (7{,}58 \cdot 48{,}03) / (96{,}06 \cdot 1000) = 0{,}00379$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4]\} + [3{,}488 - 0{,}277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100{,}4 + 9{,}018 \cdot 10^6 \cdot 100{,}4^2 - 5{,}475 \cdot 10^{-5} \cdot 853{,}4 - 0{,}751 \cdot 4{,}14^{0{,}5} + 5{,}21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 4{,}14 + 8{,}50 \cdot 10^{-2} \cdot 4{,}14^{1{,}5} - 2{,}08 \cdot 10^{-3} \cdot 100{,}4 \cdot 4{,}14^{0{,}5}] = lg \cdot (1{,}005 \cdot 0{,}00379) + + 2{,}29 = - 2{,}46 + 2{,}29 = - 0{,}17$

Проба воды 2. Скв. 27. Плотность воды $\rho_в$ = 1058 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (1723{,}011 + 77{,}96 + 1241{,}1) + 2(25{,}58 + 359{,}0 + 259{,}0) / 2 \cdot 1000 = 2{,}16.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (359{,}0 \cdot 20{,}04) / (40{,}08 \cdot 1000) = 0{,}179$ г – ион/л;
$[SO^{2-}{}_4] = (25{,}58 \cdot 48{,}03) / (96{,}06 \cdot 1000) = 0{,}0128$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4]\} + [3{,}488 - 0{,}277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100{,}4 + 9{,}018 \cdot 10^6 \cdot 100{,}4^2 - 5{,}475 \cdot 10^{-5} \cdot 853{,}4 - 0{,}751 \cdot 2{,}16^{0{,}5} + 5{,}21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 2{,}16 + 8{,}50 \cdot 10^{-2} \cdot 2{,}16^{1{,}5} - 2{,}08 \cdot 10^{-3} \cdot 100{,}4 \cdot 2{,}16^{0{,}5}] = lg(0{,}179 \cdot 0{,}0128) + + 2{,}48 = - 2{,}79 + 2{,}48 = - 0{,}31.$

Проба воды 3. Скв.35. Плотность воды $\rho_в$ = 1238 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (2439{,}5 + 7{,}35 + 1041{,}5) + 2(4{,}88 + 641{,}97 + 857{,}0) / 2 \cdot 1000 = 3{,}24.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (641{,}0 \cdot 20{,}04) / (40{,}08 \cdot 1000) = 0{,}32$ г – ион/л;

$[SO^{2-}_4]$ = (4,88· 48,03) / (96,06 · 1000) = 0,0024 г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3,488 - 0,277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100,4 + 9,018 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^{2} – 5,475 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 – 0,751 \cdot 3,24^{0,5} + 5,21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 3,24 + 8,50 \cdot 10^{-2} \cdot 3,24^{1,5} - 2,08 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 3,24^{0,5}] = lg(0,32 \cdot 0,0024) + 2,48 =$
$= -3,52 + 2,39 = - 1,13$

Проба воды 4. Скв. 41. Плотность воды $\rho_в$ = 1610 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (3573,9 + 6,35 + 1701,9) + 2(3,88 + 614,97 + 6500,0) / 2 \cdot 1000 = 9,75.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (614,0 \cdot 20,04) / (40,08 \cdot 1000) = 0,307$ г – ион/л;
$[SO^{2-}_4]$ = (3,88· 48,03) / (96,06 · 1000) = 0,0019 г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3,488 - 0,277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100,4 + 9,018 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^{2} – 5,475 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 – 0,751 \cdot 9,75^{0,5} + 5,21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 9,75 + 8,50 \cdot 10^{-2} \cdot 9,75^{1,5} - 2,08 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 9,75^{0,5}] = lg(0,307 \cdot 0,0019) + 3,37 =$
$= - 3,21 + 3,37 = 0,16.$

Проба воды 5. Скв. 51. Плотность воды $\rho_в$ = 1310 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (5636,9 + 16,79 + 2789,36) + 2(21,77 + 1916,33 + 695,92) / 2 \cdot 1000 = 6,85.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (1916,33 \cdot 20,04) / (40,08 \cdot 1000) = 0,958$ г – ион/л;
$[SO^{2-}_4] = (21,77 \cdot 48,03) / (96,06 \cdot 1000) = 0,0108$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3,488 - 0,277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100,4 + 9,018 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^{2} – 5,475 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 – 0,751 \cdot 6,85^{0,5} + 5,21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 6,85 + 8,50 \cdot 10^{-2} \cdot 6,85^{1,5} - 2,08 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 6,85^{0,5}] = lg(0,958 \cdot 0,0108) + 2,69 =$
$-2,01 + 2,69 = 0,68.$

Проба воды 6. Скв.54. Плотность воды $\rho_в$ = 1082 кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (1947,4+ 65,98+ 3040,3) + 2(26,39+ 252,0+ 51,0) / 2 \cdot 1000 = 2,85.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (252,0 \cdot 20,04) / (40,08 \cdot 1000) = 0,126$ г – ион/л;
$[SO^{2-}{}_4] = (26,39 \cdot 48,03) / (96,06 \cdot 1000) = 0,0131$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4]\} + [3,488 - 0,277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100,4 + 9,018 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^{2} – 5,475 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 – 0,751 \cdot 2,85^{0,5} + 5,21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 2,85 + 8,50 \cdot 10^{-2} \cdot 2,85^{1,5} - 2,08 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 2,85^{0,5}] = lg(0,126 \cdot 0,0131) + 2,69 = = - 3,21 + 2,69 = - 0,52$

Проба воды 7. Скв.26. Плотность воды $\rho_в = 1153$ кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (3537,9+ 8,99+ 3029,2) + 2(24,18+ 406,0+ 44,0) / 2 \cdot 1000 = 3,76.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (406,0 \cdot 20,04) / (40,08 \cdot 1000) = 0,203$ г – ион/л;
$[SO^{2-}{}_4] = (24,18 \cdot 48,03) / (96,06 \cdot 1000) = 0,0121$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}{}_4]\} + [3,488 - 0,277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100,4 + 9,018 \cdot 10^{6} \cdot 100,4^{2} – 5,475 \cdot 10^{-5} \cdot 853,4 – 0,751 \cdot 3,76^{0,5} + 5,21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 3,76 + 8,50 \cdot 10^{-2} \cdot 3,76^{1,5} - 2,08 \cdot 10^{-3} \cdot 100,4 \cdot 3,76^{0,5}] = lg(0,203 \cdot 0,0121) + 2,48 = = -3,20 + 2,69 = - 0,51.$

Проба воды 8. Скв. 33. Плотность воды $\rho_в = 1187$ кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (5637,4+ 98,97+ 2366,4) + 2(33,38+ 3252,0+ 201,0) / 2 \cdot 1000 = 7,54.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (3252,0 \cdot 20,04) / (40,08 \cdot 1000) = 1,626$ г – ион/л;
$[SO^{2-}{}_4] = (33,38 \cdot 48,03) / (96,06 \cdot 1000) = 0,0167$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3{,}488 - 0{,}277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100{,}4 + 9{,}018 \cdot 10^{6} \cdot 100{,}4^2 - 5{,}475 \cdot 10^{-5} \cdot 853{,}4 - 0{,}751 \cdot 7{,}54^{0{,}5} + 5{,}21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 7{,}54 + 8{,}50 \cdot 10^{-2} \cdot 7{,}54^{1{,}5} - 2{,}08 \cdot 10^{-3} \cdot 100{,}4 \cdot 7{,}54^{0{,}5}] = lg(1{,}626 \cdot 0{,}0167) + + 2{,}87 = -1{,}53 + 2{,}87 = 1{,}34$

Проба воды 9. Скв. 39. Плотность воды $\rho_в = 1187$ кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (4732{,}6 + 58{,}98 + 1889{,}6) + 2(48{,}6 + 1657{,}0 + 1255{,}0) / 2 \cdot 1000 = 6{,}29.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (1657{,}0 \cdot 20{,}04) / (40{,}08 \cdot 1000) = 0{,}828$ г – ион/л;
$[SO^{2-}_4] = (48{,}6 \cdot 48{,}03) / (96{,}06 \cdot 1000) = 0{,}0243$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3{,}488 - 0{,}277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100{,}4 + 9{,}018 \cdot 10^{6} \cdot 100{,}4^2 - 5{,}475 \cdot 10^{-5} \cdot 853{,}4 - 0{,}751 \cdot 6{,}29^{0{,}5} + 5{,}21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 6{,}29 + 8{,}50 \cdot 10^{-2} \cdot 6{,}29^{1{,}5} - 2{,}08 \cdot 10^{-3} \cdot 100{,}4 \cdot 6{,}29^{0{,}5}] = lg(0{,}828 \cdot 0{,}0243) + 2{,}59 = = -1{,}75 + 2{,}59 = 0{,}84.$

Проба воды 10. Скв. 52. Плотность воды $\rho_в = 1373$ кг/м^3.
Ионная сила раствора:

$\mu = (7174{,}9 + 32{,}99 + 199{,}8) + 2(27{,}73 + 5755{,}0 + 1255{,}0) / 2 \cdot 1000 = 10{,}74.$

Концентрация фактических значений ионов гипса:

$[Ca^{2+}] = (5755{,}0 \cdot 20{,}04) / (40{,}08 \cdot 1000) = 2{,}877$ г – ион/л;
$[SO^{2-}_4] = (27{,}73 \cdot 48{,}03) / (96{,}06 \cdot 1000) = 0{,}0138$ г – ион/л.

Индекс насыщения гипсом:

$SI = lg \cdot [Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4] / K_2 = lg / \{[Ca^{2+}] \cdot [SO^{2-}_4]\} + [3{,}488 - 0{,}277 \cdot 10^{-3} \cdot \cdot 100{,}4 + 9{,}018 \cdot 10^{6} \cdot 100{,}4^2 - 5{,}475 \cdot 10^{-5} \cdot 853{,}4 - 0{,}751 \cdot 10{,}74^{0{,}5} + 5{,}21 \cdot 10^{-2} \cdot \cdot 10{,}74 + 8{,}50 \cdot 10^{-2} \cdot 10{,}74^{1{,}5} - 2{,}08 \cdot 10^{-3} \cdot 100{,}4 \cdot 10{,}74^{0{,}5}] = lg(2{,}877 \cdot 0{,}0138) + + 3{,}68 = - 1{,}57 + 3{,}68 = 2{,}11$

Результаты расчета прогнозирования выпадения гипса приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты прогнозирования образования гипса

№	Скважина	$\rho_в$, кг/м^3	μ	$[Ca^{2+}]$,	$[SO_4^{2-}]$,	SI	Вероятность выпадения

проб.				г-ион/л	г-ион/л		солей
1	Скв. 56	1080	4,14	1,005	0,00379	-0,17	маловероятно
2	Скв. 27	1058	2,16	0,179	0,0128	-0,31	маловероятно
3	Скв. 35	1238	3,24	0,32	0,0024	-1,13	маловероятно
4	Скв. 41	1610	9,75	0,307	0,0019	0,16	возможно
5	Скв. 51	1310	6,85	0,958	0,0108	0,68	возможно
6	Скв. 54	1082	2,85	0,126	0,0131	-0,52	маловероятно
7	Скв. 26	1153	3,76	0,203	0,0121	-0,51	маловероятно
8	Скв. 33	1187	7,54	1,626	0,0167	1,34	возможно
9	Скв. 39	1187	6,29	0,828	0,0243	0,84	возможно
10	Скв. 52	1373	10,74	2,877	0,0138	2,11	возможно

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 Методы предупреждения и удаления солеотложений

3.1.1. Методы предотвращения отложений солей

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависит от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе водных растворов солей в состояние перенасыщения [11].



Рисунок 3.1 – Методы предотвращения солеотложений

Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет. В настоящее время находятся в стадии испытания и внедрения. Способы борьбы с отложениями солей показаны на рисунке 3.1.

3.1.2 Технологические методы

К технологическим методам могут быть отнесены: выбор вод для заводнения продуктивных пластов совместимыми с пластовыми; селективная изоляция или ограничение притока воды в добывающих скважинах, регулирование профиля приемистости в нагнетательных скважинах, ликвидации нарушений в цементном кольце и обсадной колонне, применение раздельного отбора и сбора жидкости, изменение направления фильтрационных потоков и т.д.

При этом предупреждение отложения солей достигается за счет ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава. Уменьшить интенсивность отложения солей можно путем правильного выбора режима работы скважины и установления соответствующего забойного, поскольку величина равновесной концентрации сульфата или карбоната кальция зависит от давления в насыщенной этими солями воде

К технологическим методам может быть отнесено также применение хвостовиков, устанавливаемых ниже приема скважинного штангового насоса. При эксплуатации скважин, оборудованных хвостовиками, в стволе скважины ниже

приема насоса вода не скапливается, за счет этого снижается противодавление на пласт, улучшается приток жидкости к забою скважины и исключается возможность отложения неорганических солей на стенках обсадной колонны и в результате значительно уменьшаются затраты на восстановление режима работы скважины.

Практика показывает, что сравнительно резкое изменение состава попутно добываемой воды и, как следствие этого, интенсивное отложение неорганических солей может происходить за счет прорыва вод из других водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны, возникающие в процессе эксплуатации скважины.

При этом самое эффективное средство предотвращения отложения солей – ремонт скважины с ликвидацией обнаруженных нарушений, например с применением смолы ТСД-9.

Если месторождения разрабатываются с закачкой пресной воды, то обычно отложения галита не представляют угрозы, т.к. происходит его растворение. Разбавление широко используется для регулирования осаждения галита в скважинах с высокосоленой средой.

При разбавлении происходит понижение насыщенности содержимого ствола скважины путем непрерывной подачи пресной воды на вскрытую поверхность, и это служит простейшим методом предотвращения образования солевых отложений в эксплуатационных НКТ.

На месторождениях, где разработка залежей осуществляется с заводнением, выпадение NaCl ограничивается периодом обводнением скважин высокоминерализованными рассолами. По мере распреснения рассолов закачиваемой водой при дальнейшем обводнении скважин образование галитовых пробок прекращается, хотя не исключается выпадение других солей [8].

3.1.3 Физические и комбинированные методы

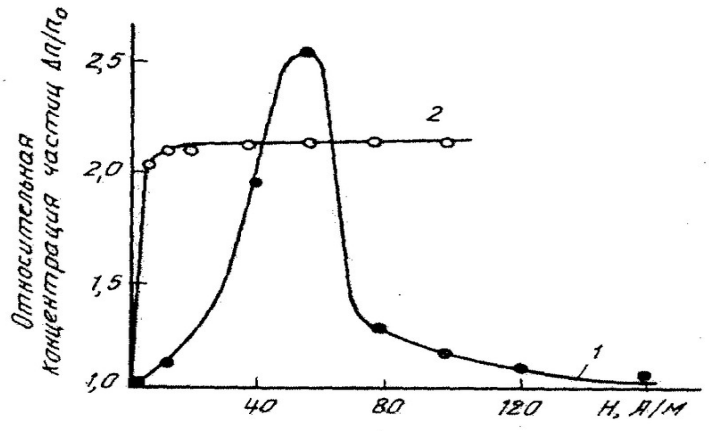
Определенное влияние на процесс солеотложения оказывает действие магнитных и электрических полей, ультразвука, токов высокой частоты.
После акустического воздействия авторами отмечалось снижение размеров кристаллов и интенсивности их адгезии на металлической поверхности.
Аналогичная закономерность выявлена для кристаллов поваренной соли. С увеличением чистоты звуковых колебаний до 27 – 44 кГц их размер сокращался с более чем 300 до 10 мкм.

Акустические поля на границе раздела «твердое тело – жидкость» за счет создаваемых потоков способствуют предотвращению образования центров кристаллизации, срыву мелких кристаллов солей с поверхности и выносу их в объем жидкости. Происходит перенос процесса кристаллизации из поверхностного преимущественно в объемный. Взвешенные в объеме жидкости микрокристаллы солей беспрепятственно выносятся потоком из скважины.

Гидроакустические преобразователи аксиального и радиального типов могут устанавливаться в сборке с УЭЦН.

В результате магнитной обработки, зависящей от напряженности поля и длительности воздействия, происходит замедление скорости кристаллизации, изменяются формы и размеры кристаллов, уменьшается количество отложений.

Отмечается также повышение эффективности магнитной обработки растворов при наличии в них значительных количеств ионов железа и напряженности магнитного поля до 600 – 700 Э. Однако при этом должно соблюдаться постоянство значений произведения скорости потока воды на напряженность магнитного поля [13].



1- в отсутствии электрического поля; 2 – при совместном действии магнитного и электрического полей

Рисунок 3.2 - Эффективность комбинированного использования

На рисунке 3.2 показана эффективность комбинированного использования магнитных и электрических полей за счет ускорения объемной кристаллизации и уноса мелких кристаллов с водным потоком. Изменение относительного увеличения концентрации частиц $\Delta n/n_0$ с изменением напряженности Н.

3.1.4 Химические методы

Для предупреждения и удаления неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования применяются следующие химические методы:

кислотные, щелочные и бактерицидные обработки скважин - удаление солей;

применение ингибиторов солеотложения (ИСО) – предотвращение выпадения солей.

Механизм действия ингибиторов отложений солей связан с процессами диффузии в растворе и последующей адсорбцией на поверхности микрочастичек солей. Процесс сорбции поверхностью частиц молекул ингибитора сопровождается образованием достаточно устойчивых ассоциаций. При этом ингибиторы подавляют дальнейший рост зародышевых кристаллов гипса, кальцита или другой малорастворимой соли. Образовавшиеся адсорбционные слои

препятствуют не только соединению кристаллов, но и прилипанию к внутренней поверхности оборудования и труб. Это обеспечивает унос частиц потоком жидкости.

Известно три механизма процесса ингибирования солеотложений:

предупреждение зародышеобразования;

замедление роста кристаллов за счет снятия пересыщения по одному из ионов;

адсорбционное ингибирование ПАВ, полимерами или комплексонами, изначально присутствующими в формирующих осадки растворах.

В соответствии с механизмом процесса ингибирования солеотложений ИСО условно делятся на три типа: хелаты, порогового действия, кристаллоразрушающие [5].

3.1.5 Ингибирующее действие, состав и применение ПАВ

Несмотря на разнообразие средств борьбы с осадками солей менее трудоемким и более экономичным методом предотвращения отложений является применение специальных химических реагентов – ингибиторов.

Ингибиторы – это химические вещества, при добавлении которых в раствор неорганической соли процесс осадкообразования резко замедляется, а количество осадка уменьшается.

Хелаты – вещества, способные «связывать» ионы кальция, магния, бария или железа и препятствовать их реакции с ионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях перенасыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается.

Хелатообразующие ингибиторы блокируют осаждение или рост солевых отложений только для определенного ограниченного уровня пересыщения. Они поглощают ионы отложений в стехиометрических отношениях, эффективность и экономичность хелатообразующих реагентов в качестве ингибиторов солеобразования невелика.

Ингибиторы «порогового» действия – вещества, добавление в минимальных количествах которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования.

Пороговые ингибиторы солеобразования химически взаимодействуют с центрами кристаллизации и значительно снижают скорость роста кристаллов. Они эффективно ингибируют образование минеральных отложений при концентрациях примерно в 1000 раз меньших, чем стехиометрические количества. Это позволяет значительно сократить затраты на обработку.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

Из гипотетической изотермы действия ИСО рисунок 3.3 видно, что возможно существование двух зон концентрации, в которых проявляется ингибирующее действие химического реагента. Минимальная – пороговая концентрация - зона

II соответствует молярной пропорции ИСО и осадкообразующего катиона от 2:5 до 1:10000. Пороговая концентрация обычно поддерживается при промышленном применении ИСО. Зона III связана с появлением вторичных осадков, представляющих собой трудно растворимые соединения ИСО и катиона с осадкообразованием. При максимальной концентрации ИСО - зона IV вновь образуются растворимые в воде комплексы. Это наблюдается при соотношении ИСО и осадкообразующего катиона при более чем 10:1. Таких концентраций на практике не бывает.

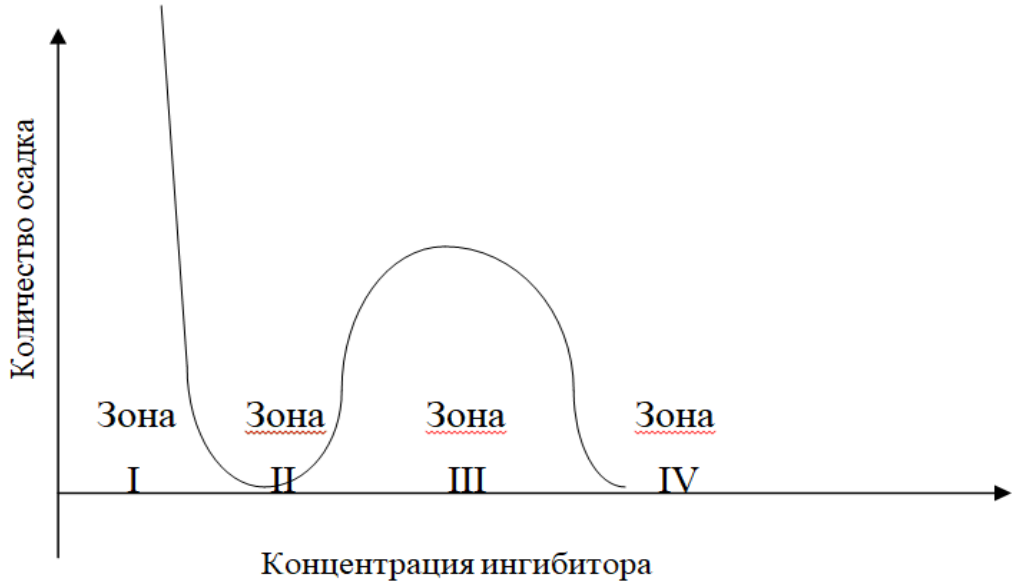


Рисунок 3.3 - Гипотетическая изотерма действия ингибиторов солеотложения

Многие ингибиторы, в том числе и выпускаемые в последние годы за рубежом, представляют собой сложные композиционные составы на основе минеральных и органических кислот и щелочей, состоящие из веществ, обладающих высокими ингибирующими свойствами, так называемого «активного начала», соответствующих растворителей и добавок, улучшающих технологичность в применении реагента.

Иногда в состав ИСО вводят несколько типов веществ с целью получения универсального действия по отношению к неорганическим солям различного состава. В качестве основного вещества используют большое число различных соединений, к наиболее распространенным из которых можно отнести неорганические фосфаты (гексаметафосфат натрия, триполифосфат натрия, полиметаллические фосфаты и т.д.), фосфорорганические соединения (кислоты и их соли), полимерные соединения и др. По своей химической природе потенциальными ИСО могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры карбонатных кислот типа акриловой или малеиновой, различные композиции перечисленных соединений.

Особенно интенсивное влияние на процесс кристаллизации и индукционный период оказывают ПАВ с наличием комплексообразующих групп. Они оказывают значительные изменения на всех стадиях процесса образования и стабилизации пересыщенных растворов, зародышеобразования и роста кристаллов, что обусловлено адсорбцией ПАВ на поверхности кристаллов в концентрации до 0,2 мг/г. Однако теоретически вопрос влияния таких ПАВ исследован недостаточно. Тем не менее, из литературных данных следует, что адсорбция на границе раздела фаз зародыш – раствор, представляющих активные центры кристаллизации, приводит к снижению свободной энергии поверхности раздела, блокирует активные центры, результатом чего является замедление процесса массопередачи вещества к граням растущего кристалла вследствие сопротивления адсорбционных слоев ПАВ. При этом происходит замедление роста первоначальных кристаллов с увеличением количества в единице объема, что приводит к уменьшению их размеров.

Окончательное решение о выборе ИСО принимается после проведения предварительных лабораторных и опытно-промысловых испытаний [6].

3.2 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.

Карбонатные соли удаляются чаще всего соляной кислотой.

Соляная кислота *(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°С-80°С.

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°С) 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 $м^3$ 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 °С, что обеспечивает полное растворение. Соляная кислота тщательно перемешивается с солью при температуре до 60...70 °С, 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.

Углекислый натрий (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.

Гидроксиони (*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:

$$Q = V_в \cdot C \cdot K, \quad (3.5)$$

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

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

3.3 Технологии, методы и способы дозирования ингибиторов солеотложений

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:

с помощью БР, УДЭ в затрубное пространство скважины;

с помощью БР, УДЭ на прием насоса с помощью импульсной трубки (капиллярный трубопровод);

закачка в ПЗП при подземном ремонте скважины;

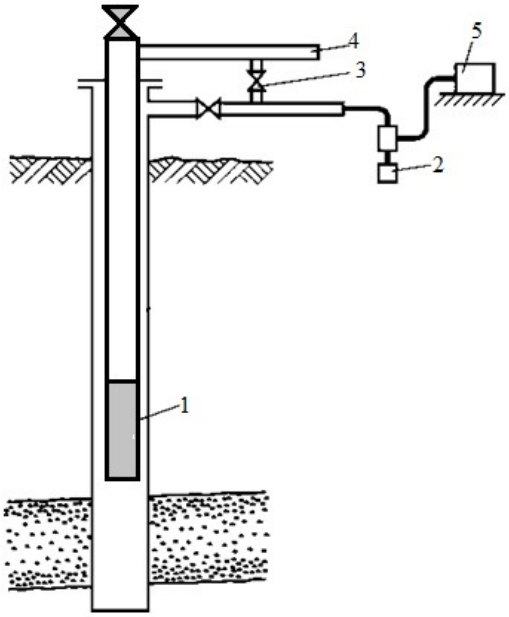
закачка с жидкостью гидроразрыва при ГРП;

периодическое дозирование в затрубное пространство скважины «с колес».

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.



1 – электроцентробежный носос; 2 – дозировачный носос; 3 – обводная линия; 4 – выкидная линия; 5 – емкость для ингибирования

Рисунок 3.4 – Обвязка устья скважины для дозирования ингибитора предупреждения отложения солей

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 3.4.

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 либо в товарной форме (чистом виде), 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 представлен на рисунке 3.5**.**

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

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 [2].



Рисунок 3.5 – Блок дозирования реагентов скважинный (БДР.С)

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. Основные характеристики БДР.С представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – 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

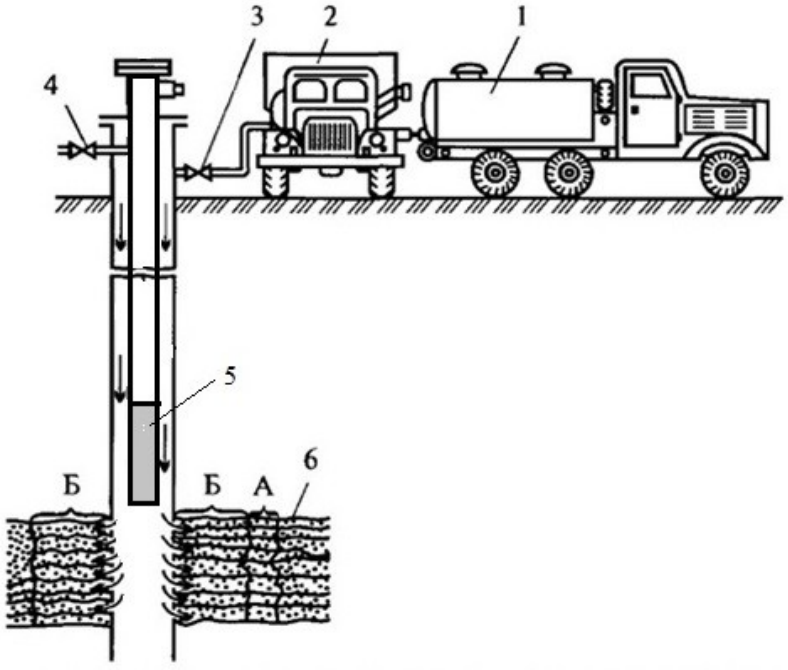
Частота	50 Гц
Род тока	Переменный, трехфазный
Температура в блоке	не ниже плюс 5 °С
Температура перекачиваемой среды	минус 50…плюс 70 °С
Габаритные размеры не превышают (длина × ширина × высота)	1000×1000×1600 мм
Срок службы блоков для наземных сооружений	не менее 10 лет

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 задавку 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 – 'электроцентробежный носос 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 заливается в затрубное пространство. Жидкость в затрубном пространстве заменяется раствором ингибитора, закрывается задвижка на напорном трубопроводе насоса, и раствор ингибитора с продавочной жидкостью заливается 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).

3.4 Расчет при подаче ингибитора в скважину

Проведем расчет при подаче ингибитора в скважину для скважин, основные параметры которых указаны в таблице 3.2: 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 Ипроден К-2 м.Б: рекомендуемое содержание ингибитора в рабочем растворе при подаче в скважину $C_и$ = 5%; при разовой задавке $C_и$ = 1%; плотность раствора ингибитора $p_р$ = 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

Скв. 41	89	0,20	14	1,5	300
Скв. 51	198	0, 20	34	3,0	600
Скв. 33	127	0, 20	27	2,3	600
Скв. 39	68	0, 20	10	1,0	300
Скв. 52	165	0, 20	19	1,9	200

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

$$G = P_0 \cdot T, \quad (3.1)$$

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

Расход ингибитора в единицу времени, определяемый по формуле:

$$P_0 = P_{уд} \cdot Q_в \cdot 10^{-3}, \quad (3.2)$$

где $Q_в$ – дебит воды, м^3/сут; $P_{уд}$ – удельный расход ингибитора на 1 м^3 попутно добываемой воды (рекомендуется для ингибитора типа Ипроден К-2 м.Б до 5 г/м^3).

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

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

Зададимся межзаправочным периодом системы дозирования Т = 60 сут. Тогда для исходных данных получим:

Скв. 41. Расход ингибитора в единицу времени:

$$P0 = Руд \cdot Qв \cdot 10\text{-}3 = 5 \cdot 89 \cdot 10\text{-}3 = 0{,}410 \text{ кг/сут.}$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0{,}410 \cdot 60 = 24{,}6 \text{ кг.}$$

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

$$Vp = P0 \cdot T \cdot 100 / Си \cdot рр = 0{,}410 \cdot 60 \cdot 100 / 5 \cdot 1180 = 0{,}42 \text{ м3 .}$$

Скв. 51. Расход ингибитора в единицу времени:

$$P0 = Руд \cdot Qв \cdot 10\text{-}3 = 5 \cdot 198 \cdot 10\text{-}3 = 1{,}01 \text{ кг/сут.}$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0{,}01 \cdot 60 = 60{,}6 \text{ кг.}$$

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

$$Vp = P0 \cdot T \cdot 100 / Си \cdot рр = 1{,}01 \cdot 60 \cdot 100 / 5 \cdot 1180 = 1{,}02 \text{ м3 .}$$

Скв. 33. Расход ингибитора в единицу времени:

$$P0 = Руд \cdot Qв \cdot 10\text{-}3 = 5 \cdot 127 \cdot 10\text{-}3 = 0{,}645 \text{ кг/сут.}$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0{,}645 \cdot 60 = 38{,}7 \text{ кг.}$$

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

$$Vp = P0 \cdot T \cdot 100 / Си \cdot рр = 0{,}645 \cdot 60 \cdot 100 / 5 \cdot 1180 = 0{,}53 \text{ м3 .}$$

Скв. 39. Расход ингибитора в единицу времени:

$$P0 = Руд \cdot Qв \cdot 10\text{-}3 = 5 \cdot 68 \cdot 10\text{-}3 = 0{,}29 \text{ кг/сут.}$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

Скважина	P_0, кг/сут	G, кг	$V_р$, м^3
Скв. 39	0,29	17,4	0,31
Скв. 52	0,81	48,6	0,82

$$G = P_0 \cdot T = 0{,}29 \cdot 60 = 17{,}4 \text{ кг.}$$

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

$$Vp = P0 \cdot T \cdot 100 / Си \cdot рр = 0{,}29 \cdot 60 \cdot 100 / 5 \cdot 1180 = 0{,}31 \text{ м3 .}$$

Скв. 52. Расход ингибитора в единицу времени:

$$P0 = Руд \cdot Qв \cdot 10\text{-}3 = 5 \cdot 165 \cdot 10\text{-}3 = 0{,}81 \text{ кг/сут.}$$

Количество ингибитора, необходимое для одной заправки дозировочной системы:

$$G = P_0 \cdot T = 0{,}81 \cdot 60 = 48{,}6 \text{ кг.}$$

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

$$Vp = P0 \cdot T \cdot 100 / Си \cdot рр = 0{,}81 \cdot 60 \cdot 100 / 5 \cdot 1180 = 0{,}82 \text{ м3 .}$$

Результаты проведенных расчетов для дозированной подачи ингибитора в скважину приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета дозированной подачи ингибитора

Скважина	P_0, кг/сут	G, кг	$V_р$, м^3
Скв. 41	0,410	24,6	0,42
Скв. 51	1,01	60,6	1,02
Скв. 33	0,645	37,8	0,53

Продолжение таблицы 3.3 – Результаты расчета дозированной подачи ингиби тора

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:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T, \quad (3.3)$$

где $P_{уд}$ – удельный расход ингибитора на 1 м^3 попутно добываемой воды (при первичной обработки ПЗС рекомендуется для ингибитора на основе Ипроден К-2 м.Б 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. [11].

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

$$V_p = \frac{P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T}{C_и \cdot p_p \cdot 10}.$$

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

$$V_{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1, \quad (3.4)$$

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 Т = 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:

Скв. 41. Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 300 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 1850 \text{ кг}.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_{р} = P_{уд} \cdot Q_{в} \cdot \alpha \cdot T / C_{u} \cdot P_{р} \cdot 10 = 10 \cdot 89 \cdot 1.5 \cdot 600 / 1 \cdot 1180 \cdot 10 = 69 \text{ м}^3.$$

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

$$V^{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0.20 \cdot 3.14 \cdot 2^2 \cdot 14 \cdot 1.5 = 23.37 \text{ м}^3.$$

Скв. 51. Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 600 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 5000 \text{ кг}.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_{р} = P_{уд} \cdot Q_{в} \cdot \alpha \cdot T / C_{u} \cdot P_{р} \cdot 10 = 10 \cdot 198 \cdot 1.5 \cdot 600 / 1 \cdot 1180 \cdot 10 = 158 \text{ м}^3$$

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

$$V^{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0.20 \cdot 3.14 \cdot 2^2 \cdot 34 \cdot 3{,}0 = 166{,}35 \text{ м}^3.$$

Скв. 33. Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 600 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 5000 \text{ кг}.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_{р} = P_{уд} \cdot Q_{в} \cdot \alpha \cdot T / C_{u} \cdot P_{р} \cdot 10 = 10 \cdot 127 \cdot 1.5 \cdot 600 / 1 \cdot 1180 \cdot 10 = 154 \text{ м}^3.$$

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

$$V^{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0.20 \cdot 3.14 \cdot 2^2 \cdot 27 \cdot 2{,}3 = 96{,}59 \text{ м}^3.$$

Скв. 39. Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 300 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 1850 \text{ кг}.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_р = P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T / C_u \cdot P_р \cdot 10 = 10 \cdot 68 \cdot 1.5 \cdot 600 / 1 \cdot 1180 \cdot 10 = 151 \text{ м}^3.$$

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

$$V^{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0.20 \cdot 3.14 \cdot 2^2 \cdot 10 \cdot 1{,}0 = 11{,}65 \text{ м}^3.$$

Скв. 52. Необходимое количество реагента:

$$G = P_{уд} \cdot Q_{уст} \cdot \alpha \cdot 10^{-3} \cdot T = 10 \cdot 200 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 600 = 2\,300 \text{ кг}.$$

Необходимое количество раствора реагента для закачки в ПЗС:

$$V_р = P_{уд} \cdot Q_в \cdot \alpha \cdot T / C_u \cdot P_р \cdot 10 = 10 \cdot 165 \cdot 1.5 \cdot 600 / 1 \cdot 1180 \cdot 10 = 144 \text{ м}^3.$$

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

$$V^{пр} = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot V_1 = 0.20 \cdot 3.14 \cdot 2^2 \cdot 19 \cdot 1{,}9 = 52{,}42 \text{ м}^3.$$

Результаты проведенных расчетов для разовой задавки ингибитора в пласт приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.5 – Результаты расчета разовой задавки ингибитора в пласт

Скважина	G, кг	$V_р$, м^3	$V_{пр}$, м^3
Скв. 41	1850	69	23,37
Скв. 51	5000	158	166,35
Скв. 33	5000	154	96,59
Скв. 39	1850	151	11,65
Скв. 52	2300	144	52,42

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.

4 Экономическая оценка эффективности мероприятий

При добыче нефти, с применением методов повышения нефтеотдачи, различных растворов в процессе бурения скважин, добычи и подготовки нефти осложняющим фактором является солеобразование.

Опыт эксплуатации Верхнечонского месторождения показал, что продукция скважин характеризуется высоким содержанием солей, отложения которых затрудняют эксплуатацию промыслового оборудования и повышают риски его преждевременного выхода из строя. Отложения неорганических солей на оборудовании скважин и наземных коммуникациях системы сбора и транспорта нефти существенно осложняют процесс добычи, что приводит к порче дорогостоящего оборудования, к трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти и к снижению прибыли.

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос об эффективности применения химических методов предупреждения отложения солей.

Ниже приведенные расчеты которые позволяют сравнить окончательную экономическую эффективность методов выбранных для расчета, а именно:

1) ингибирование скважин способом постоянного дозирования, считается надежным методом, но требует постоянного контроля и обслуживания дозировочных насосов и устройств, применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах подъемного лифта;

2) ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт, данный метод используется при разработки залежи с заводнением.

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.

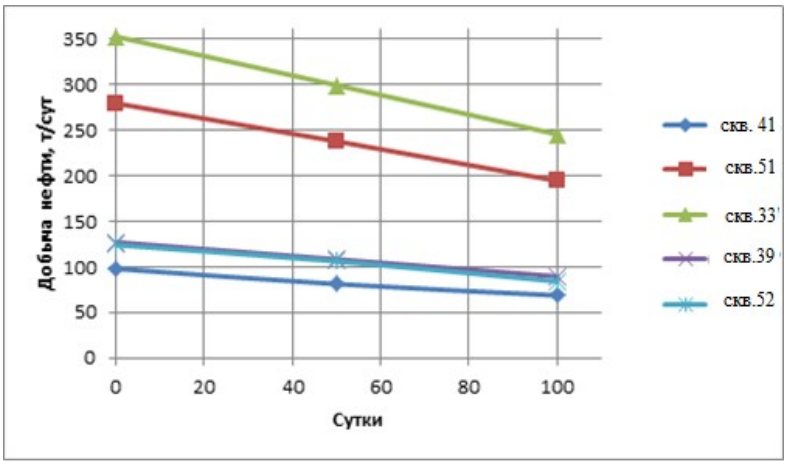


Рисунок 4.1 – Снижение добычи нефти

Из графика видно, что в среднем происходит снижение добычи нефти на 20%. 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 85 000 рублей. В среднем на одну операцию необходимо 3 тонны каустической соды. Стоимость одной тонны каустической соды составляет 40 000 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: 85 000 рублей.

Необходимое количество реагента: 3 тонны.

Стоимость одной тонны реагента: 40 000 рублей.

Количество скважин: 5.

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

$$З_1 = 5 \cdot ((3 \cdot 85000) + (9 \cdot 40000)) = 1\ 695\ 000 \text{ рублей.}$$

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

$$З_1 = 1695000 \cdot 6 = 10\ 170\ 000 \text{ рублей.}$$

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 Ипроден К-2 м.Б. Работы по сравнению экономической эффективности рассмотрим на примере пяти скважин Верхнечонского месторождения.

4.3 Затраты на ингибирование скважин способом постоянного дозирования

Стоимость оборудования для дозирования реагента: 610 000 рублей.

Стоимость обслуживания оборудования: 2 900 руб/сут.

Стоимость 1 тонны ингибитора Ипроден К-2 м.Б: 85 000 рублей.

Период ингибирования: 60 суток.

Подсчитаем затраты на ингибитор $З_{инг.}$

Количество ингибитора для Скв.41 – 0,0322 т., Скв.51 – 0,046 т., Скв.33 – 0,026 т., Скв.39 – 0,01 т., Скв.52 – 0,052 т.

Скв. 41:

$$З_{инг} = 0{,}0322 \cdot 85000 = 2\ 720 \text{ рублей.}$$

Скв. 51:

$$З_{инг} = 0{,}046 \cdot 85000 = 3\ 910 \text{ рубля.}$$

Скв. 33:

$$З_{инг} = 0{,}026 \cdot 85000 = 2\ 210 \text{ рублей.}$$

Скв. 39:

$$З_{инг} = 0{,}01 \cdot 85000 = 850 \text{ рублей.}$$

Скв. 52:

$$З_{инг} = 0{,}052 \cdot 85000 = 4\ 420 \text{ рубля.}$$

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.	Затраты на ингибитор, руб.
Скв.41	610 000	2 900	2 720
Скв.51	610 000	2 900	3 910
Скв.33	610 000	2 900	2 210
Скв.39	610 000	2 900	850
Скв.52	610 000	2 900	4 420
Всего	3 050 000	14 500	14 110

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

$$З_2 = 3050000 + 600 \cdot 14500 + 10 \cdot 14110 = 11\ 892\ 350 \text{ рублей.}$$

4.4 Затраты на ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт

Обработка скважины будет вестись агрегатом АЦ-32.

Стоимость 1 часа работы АЦ-32– 530,83 руб; АЦ 8 –380,35 руб.

Время проведения операции: 5 часов.

Стоимость 1 тонны ингибитора Ипроден К-2 м.Б: 85 000 рублей.

Стоимость 1 $м^3$ воды: 3 700 рублей.

Период ингибирования: 600 суток.

Затраты на ингибирование данным методом $З_3$ складываются из затрат на ингибитор $З_{инг}$ и затрат на проведение операции по задавке $З_{опер}$.

Скв. 41:

$$З_{инг} = 1{,}85 \cdot 85000 + 23{,}37 \cdot 29600 = 928\ 824 \text{ рубля.}$$

Скв. 51:

$$З_{инг} = 5 \cdot 85000 + 166{,}35 \cdot 29600 = 5\ 165\ 988 \text{ рубля.}$$

Скв. 33:

$$З_{инг} = 5 \cdot 85000 + 96{,}59 \cdot 29600 = 3\ 139\ 020 \text{ рубля.}$$

Скв. 39:

$$З_{инг} = 1,85 \cdot 85000 + 11,65 \cdot 29600 = 4\ 436\ 680 \text{ рубля.}$$

Скв. 52:

$$З_{инг} = 2,3 \cdot 85000 + 52,42 \cdot 29600 = 1\ 713\ 804 \text{ рубля.}$$

Затраты на работу агрегатов:

$$З_{опер} = 5 \cdot (530,83 + 380,35) = 4\ 555,90 \text{ рублей.}$$

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

$$З_{з} = 5 \cdot 4555,90 + 928824 + 5165988 + 3139020 + 4436680 + 1713804 = 15\ 407\ 095,50 \text{ рублей.}$$

4.5 Расчет экономической эффективности

Стоимость 1 тонны нефти: 18 700 рублей.

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

Скв. 41. Средний дебит 79,3 т.:

$$Q_н = 79,3 \cdot 600 = 47580 \text{ т.}$$

$$Д = 47580 \cdot 18700 = 889\ 746\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 51. Средний дебит 195,7 т.:

$$Q_н = 195,7 \cdot 600 = 117420 \text{ т.}$$

$$Д = 117420 \cdot 18700 = 2\ 195\ 754\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 33. Средний дебит 310,3 т.:

$$Q_н = 310,3 \cdot 600 = 186180 \text{ т.}$$

$$Д = 186180 \cdot 18700 = 3\ 481\ 566\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 39. Средний дебит 98,9 т.:

$$Q_н = 98,9 \cdot 600 = 59340 \text{ т.}$$

$$Д = 59340 \cdot 18700 = 1\ 109\ 658\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 52. Средний дебит 111,5 т.:

$$Q_н = 111{,}5 \cdot 600 = 66900 \text{ т.}$$

$$Д = 66900 \cdot 18700 = 1\ 251\ 030\ 000 \text{ рублей.}$$

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

Скв. 41. Средний дебит 95 т.:

$$Q_н = 95 \cdot 600 = 57000 \text{ т.}$$

$$Д = 57000 \cdot 18700 = 1\ 065\ 900\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 51. Средний дебит 235 т.:

$$Q_н = 235 \cdot 600 = 141\ 000 \text{ т.}$$

$$Д = 141000 \cdot 18700 = 2\ 636\ 700\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 33. Средний дебит 372 т.:

$$Q_н = 372 \cdot 600 = 223200 \text{ т.}$$

$$Д = 223200 \cdot 18\ 700 = 4\ 173\ 840\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 39. Средний дебит 119 т.:

$$Q_н = 119 \cdot 600 = 71400 \text{ т.}$$

$$Д = 71400 \cdot 18700 = 1\ 335\ 180\ 000 \text{ рублей.}$$

Скв. 52. Средний дебит 134 т.:

$$Q_н = 134 \cdot 600 = 80400 \text{ т.}$$

$$Д = 80400 \cdot 18700 = 1\ 503\ 480\ 000 \text{ рублей.}$$

Результаты проведенных расчетов экономических показателей приведены без применения ингибирования и с применением инигибирования приведены в таблицах 4.2, 4.3 и 4.4 соответственно.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов экономических показателей без применения ингибирования

Скважина	Затраты руб.	Добыча, т	Доход, руб.	Доход с учетом затрат, руб.
Скв.41	2034000	47580	889746000	889698420
Скв.51	2034000	117420	2195754000	2195636580
Скв.33	2034000	186180	3481566000	3481379820
Скв.39	2034000	59340	1109658000	1109598660
Скв.52	2034000	66900	1251030000	1250963100
Всего	10170000	477420	8927754000	8927276580

Таблица 4.3 – Результаты расчетов экономических показателей с применением дозированной подачи ингибитора в скважину

Скважина	Затраты на дозирование, руб.	Добыча, т	Доход, руб.	Доход с учетом затрат на дозирование, руб.
Скв.41	2377375	57000	1065900000	1063522625
Скв.51	2389420	141000	2636700000	2634310580
Скв.33	2372265	223200	4173840000	4171467735
Скв.39	2358760	71400	1335180000	1332821240
Скв.52	2394530	80400	1503480000	1501085470
Всего	11892350	573000	9755790000	9743897650

Таблица 4.4 – Результаты расчетов экономических показателей с применением задавки в пласт

Скважина	Затраты на задавку руб.	Добыча, т	Доход, руб.	Доход с учетом затрат на задавку, руб.
Скв.41	933379,90	57000	1065900000	1064966620,10

Скв.51	5170543,90	141000	2636700000	2631529456,10
Скв.33	3143575,90	223200	4173840000	4170696424,10
Скв.39	4441235,90	71400	1335180000	1330738764,10
Скв.52	1718359,90	80400	1503480000	1501761640,10
Всего	15407095,50	573000	9755790000	9740382904,50

Проанализируем экономическую эффективность с учетом произведенных расчетов в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Экономическая эффективность от методов

Скважина	Доход с учетом затрат, руб.	Доход с учетом затрат на дозирование, руб.	Доход с учетом затрат на задавку, руб.	Экономическая эффективность при ингибирование скважин способом постоянного дозирования, руб.	Экономическая эффективность при ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт, руб.
Скв.41	889698420	1063522625	1064966620,10	173824205	175268200,1
Скв.51	2195636580	2634310580	2631529456,1	438674000	435892876,1
Скв.33	3481379820	4171467735	4170696424,1	690087915	689316604,1
Скв.39	1109598660	1332821240	1330738764,1	223222580	221140104,1
Скв.52	1250963100	1501085470	1501761640,1	250122370	250798540,1
Всего	8927276580	9743897650	9740382904,5	816621070	813106324,5

На основании приведенного анализа выявлено что, экономический эффект от метода ингибирования скважин способом постоянного дозирования в общем составит 816 621 070,00 рублей при ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт 813 106 324,50 рублей. Ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт экономичней способа постоянного дозирования на 3 514 745,50 рублей. Указанный способ рекомендуется к внедрению на данных скважинах.

Увеличение прибыли обеспечит окупаемость расходов на внедрение данных технологий за счет поддержания добычи нефти на стабильном уровне.

5 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны труда

Природно-ресурсная база всего мира сейчас обусловлена двумя компонентами: нефтью и газом. Нефтегазовый комплекс представляет собой группу отраслей по добыче, транспортировке и переработке этих веществ и распределению продуктов их переработки. Нефтегазовая сфера является основополагающей для многих отраслей промышленности и сельского хозяйства. Для нормального функционирования данного комплекса необходима тесная взаимосвязь с поставщиками оборудования, материалов, техники и других средств.

Предприятия нефтегазового комплекса предоставляют более 1/4 всего объема производства промышленной продукции России, более 1/2 поступлений от экспорта и более 1/3 всех налоговых платежей страны.

Требования по охране труда, предъявляемые к объектам нефтегазового комплекса, включены в законодательные акты, то есть каждый пункт свода правил имеет свою нормативную базу и подробно описан в соответствующем регламенте.

Законодательной основой для функционирования нефтегазового комплекса являются такие документы:

правила и инструкции по охране труда;

нормативные акты об охране труда женщин, людей с пониженной трудоспособностью, несовершеннолетних лиц;

нормативно-правовые акты, устанавливающие порядок организации охраны труда;

документы, регламентирующие величину компенсаций и льгот лицам, занимающихся тяжелыми или вредными/опасными работами;

нормативные правовые акты о снабжении работников средствами защиты от вредных производственных факторов.

После принятия человека на работу, прохождения им подготовки и проведения других мероприятий, руководство должно обеспечить его необходимыми средствами индивидуальной защиты: одеждой, обувью и другими защитными средствами в зависимости от занимаемой должности. Также работники объекта нефтегазового комплекса должны иметь средства коллективной защиты, которые ограждают людей от вредного воздействия вибрации, шума, биологических и химических факторов.

Мастер по ремонту скважин относится к категории руководителей, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

На должность мастера по ремонту скважин назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы по специальности не менее 1 года или среднее специальное образование и стаж работы по специальности не менее 3 лет.

Для выполнения возложенных на него функций мастер по ремонту скважин обязан:

осуществлять руководство производственной деятельностью бригады по ремонту скважин;

обеспечивать выполнение заданий по ремонту скважин, повышение производительности труда;

обеспечивать и контролировать соблюдение технологических режимов работы скважин и объектов, оперативно выявлять причины нарушения и устранять их;

организовывать обслуживание скважин и других производственных объектов и коммуникаций;

принимать меры по сокращению простоев скважин;

проводить подготовительную работу на скважинах при передаче их в ремонт и оформлять акты на прием и сдачу скважин;

осуществлять контроль за приемом скважин из ремонта;

устанавливать и своевременно доводить производственные задания звеньям и отдельным рабочим в соответствии с графиками производства, показатели по использованию материалов, топлива, электроэнергии и размеры поощрения за их экономию;

обеспечивать контроль за качеством выполняемой работы членами бригады по ремонту скважин и бригад-смежников по единому наряду, экономным использованием электроэнергии, топлива, материалов;

своевременно составлять и подавать заявки на необходимую технику, материалы, инструмент;

участвовать в разработке новых и совершенствовании действующих технологических процессов;

осуществлять мероприятия по предупреждению брака и повышению качества работ;

обеспечивать выполнение рабочими правильного использования оборудования, инструмента;

осуществлять формирование бригады;

осуществлять производственный инструктаж рабочих;

проводить мероприятия по выполнению правил охраны труда, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, технической эксплуатации оборудования и инструмента, а также контроль за их соблюдением;

содействовать развитию совмещения профессий, расширению зон обслуживания и применения других прогрессивных форм организации труда;

вносить предложения о пересмотре норматива численности, расценок, а также о присвоении рабочим разрядов в соответствии с Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих;

принимать участие в тарификации работ;

обеспечивать правильность и своевременность оформления первичных документов по учету рабочего времени, заработной платы, простоев;

обеспечивать правильное и эффективное применение систем заработной платы и премирования;

принимать участие в осуществлении работ по выявлению резервов производства, разработке мероприятий по созданию благоприятных условий труда,

повышению культуры производства, рациональному использованию рабочего времени;

контролировать соблюдение рабочими производственной и трудовой дисциплины, правил внутреннего трудового распорядка;

премировать в установленном порядке передовиков производства, а также представлять предложения о поощрении отличившихся рабочих бригады или привлечении к дисциплинарной ответственности за нарушение производственной и трудовой дисциплины;

принимать участие в аттестации рабочих мест по условиям труда.

Осуществлять контроль:

выполнения подчиненными работниками должностных обязанностей по охране труда;

соблюдения работниками требований законодательства об охране труда.

Проводить в установленном порядке первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по охране труда с работниками.

Выполнять в установленные сроки мероприятия по охране труда, предписания органов государственного надзора и контроля, службы охраны труда.

Обучать работников безопасным методам и приемам работы.

При несчастном случае на производстве, организовывать первую помощь потерпевшему, сообщать о происшедшем несчастном случае непосредственному руководителю, проводить другие мероприятия, предусмотренные Правилами расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Осуществлять самоконтроль соблюдения требований охраны труда.

5.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Деятельность - активное (сознательное) взаимодействие человека со средой обитания, результатом которого должна быть полезность для существования человека в этой среде.

Опасность - это процессы, явления, предметы, оказывающие негативное воздействие на жизнь и здоровье человека.

Опасные и вредные производственные факторы, встречающиеся при работе мастера по ремонту скважин, приведены в таблице 5.1.

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:

$$d = 0,019 \cdot \sqrt{\frac{L_g}{K_э} \cdot V_g}, \quad (5.1)$$

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:

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

Таблица 5.1 – Опасные и вредные производственные факторы, встречающиеся при работе мастера по ремонту скважин

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	Поддержание оборудования в рабочем состоянии, специальная одежда, вентиляция

	линии высокого давления	помещения
	Выхлопные газы	Использование СИЗ
Биологические		
Насекомые	Мошка, комары	Использование специальной одежды, мазей, аэрозолей
Психофизиологические		
Физические перегрузки, нервно-психические перегрузки	Тяжелые условия труда, большие физические нагрузки, монотонность тру	Перерывы в работе, отдых

Безопасность – это состояние деятельности. При которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека.

Для обеспечения безопасности должны быть приняты три условия:

первое – осуществляется детальный анализ опасностей, формируемых в изучаемой деятельности. Проводится оценка имеющихся в рассматриваемой деятельности опасностей по качественным, количественным, пространственным и временным характеристикам;

второе - разрабатываются эффективные меры защиты человека и среды обитания от выявленных опасностей;

третье - разрабатываются эффективные меры защиты от остаточного риска данной деятельности (технологического процесса). Они необходимы, т.к. обеспечить абсолютную безопасность деятельности невозможно. В условиях производства такую работу выполняют службы здравоохранения, противопожарной безопасности, службы ликвидации аварий и т.п.

5.2 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*:

$$S = A \cdot B = 5.4 \cdot 2.2 = 11.88 \text{ м}^2, \quad (5.2)$$

где норма освещенности для рабочей поверхности составляет: 100 лк.

Высота подвеса светильников h= 2,5 м.

Расстояние между рядами светильниками:

$$L = \lambda \cdot H = 1{,}5 \cdot 2{,}5 = 3{,}75 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где λ - = 1,5.

Определения расстояния между светильником и стеной:

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

Определение числа светильников по длине помещения:

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

Определение числа светильников по ширине помещения:

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

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:

$$F = \frac{100 \cdot E_H \cdot S \cdot Z \cdot K}{N \cdot n \cdot \eta}, \quad (5.4)$$

где $E_н$ – нормируемая минимальная освещенность, $E_н$=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).

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

Необходимо использовать лампы с величиной светового потока больше 2848 лк

Г125-135-200-1, с величиной светового потока

Принимаем световую лампу
3350 лк. 3350 > 2848, условие выполняется.

5.3 Организация охраны труда на производстве

Мастер по ремонту скважин осуществляет руководство производственной бригадой. Обеспечивает выполнение бригадой заданий по ремонту скважин за закрепленной зоной обслуживания. Руководит работами по капитальному ремонту скважин. Участвует в разработке производственных графиков работ. Обеспечивает и контролирует технологию и качество ремонта, эксплуатацию инструмента, полную загрузку и эффективное использование оборудования и спецтехники. Оперативно влияет на устранение причин нарушения технологии и качества ремонта. Осуществляет внедрение мероприятий по сокращению сроков ремонта, снижению их стоимости, повышению межремонтного периода работы скважин. Проверяет исправность технологического оборудования и электрооборудования, инструмента, техники, предназначенной для спуска в скважину. Участвует в проведении сложных и особо опасных ремонтных работ. Устанавливает производственные задания бригаде и отдельным рабочим. Принимает участие в приеме скважин в ремонт и сдаче отремонтированных скважин заказчику. Внедряет в бригаде передовую технологию, новую технику и приспособления, механизацию и автоматизацию трудоемких процессов и ручных работ, инструктивные карты и типовые проекты, способствующие повышению производительности труда. Обеспечивает подготовку и подбор инструмента. Составляет заявки на технику, оборудование, инструмент и материалы в соответствии с требованиями технологии ремонта. Ведет учет затрат, материальных ценностей, принимает меры по их сохранности. Производит расстановку рабочих по вахтам и организует их труд. Осуществляет мероприятия по предупреждению брака и повышению качества работ. Организует внедрение передовых методов и приемов труда, аттестации и рационализации рабочих мест. Обеспечивает равномерную работу рабочих, звеньев (бригад). Осуществляет формирование бригады. Координирует деятельность обслуживающих бригад. Осуществляет производственный инструктаж рабочих и проводит мероприятия по выполнению правил охраны труда, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, а также контроль за их соблюдением. Содействует развитию совмещения профессий, расширению зон обслуживания и применения других прогрессивных форм организации труда. Вносит предложения о пересмотре норматива численности и расценок, а также о присвоении рабочим разрядов в соответствии с Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих. Принимает участие в тарификации работ. Анализирует результаты производственной деятельности, контролирует расходование фонда заработной платы, установленного бригаде. Обеспечивает правильность и своевременность оформления первичных документов по учету рабочего времени, заработной платы, простоев. Содействует распространению передового опыта. Обеспечивает правильное и эффективное применение систем заработной платы и

премирования. Принимает участие в осуществлении работ по выявлению резервов производства, разработке мероприятий по созданию благоприятных условий труда, повышению культуры производства, рациональному использованию рабочего времени. Контролирует соблюдение рабочими производственной и трудовой дисциплины, правил внутреннего трудового распорядка. Премирует в установленном порядке передовиков производства, а также представляет предложения о поощрении отличившихся рабочих бригады или привлечении к дисциплинарной ответственности за нарушение производственной и трудовой дисциплины. Принимает участие в аттестации рабочих мест по условиям труда.

Должен знать:

нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся работ подземного (капитального) ремонта скважин; технологию ведения ремонтных работ;

техническую характеристику оборудования, инструмента, приспособлений, правила их эксплуатации и ремонта;

причины возникновения геологических и технических осложнений, способы их предупреждения и ликвидации;

правила ведения документации;

действующие положения об оплате труда и формы материального стимулирования;

единую систему работ по созданию безопасных условий труда;

экономику, организацию производства, труда и управления;

основы охраны окружающей среды;

основы трудового законодательства;

правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

Квалификационные требования. Высшее техническое образование и стаж работы по специальности не менее 1 года или среднее специальное образование и стаж работы по специальности не менее 3 лет.

Продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю. 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.

К выполнению трудовых функций в качестве мастера по ремонту скважин допускается работник не моложе 18 лет, прошедший согласно действующего законодательства: медицинский осмотр; вводный инструктаж; инструктаж и стажировку на рабочем месте; обучение и проверку знаний требований электробезопасности; обучение оказанию первой помощи пострадавшим; обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда. Порядок, форма, периодичность и продолжительность организации и проведения, указанных выше мероприятий, отражены в локальных нормативных актах предприятия.

Мастер по ремонту скважин, допущенный к самостоятельной работе, должен знать:

принцип работы технологического оборудования, инструментов и приспособлений; требования действующих правил, норм и инструкций по охране труда; правила пользования первичными средствами пожаротушения, способы оказания первой помощи пострадавшим;

правила применения специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также средств коллективной защиты; назначение сигнальных цветов, знаков безопасности и сигнальной разметки, правила личной гигиены;

правила передвижения по территории предприятия.

На мастера по ремонту скважин возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

повышенное содержание пыли в воздухе рабочей зоны;

повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования;

острые кромки деталей;

отлетающие частицы деталей при разборке и сборке узлов;

повышенная температура поверхностей деталей, оборудования;

повышенная (пониженная) влажность воздуха рабочей зоны;

повышенная скорость движения воздуха;

пожаровзрывоопасность.

Мастер по ремонту скважин обязан выполнять только те трудовые функции, которые предусмотрены его трудовым договором и другими локальными нормативными актами предприятия, с которыми бурильщик ознакомлен под роспись. Выполнять трудовые функции, не предусмотренные трудовым договором и другими локальными нормативными актами предприятия, запрещено. Мастеру по ремонту скважин запрещается приступать к выполнению трудовых функций, если по его объективному или субъективному мнению он может получить травму и/или отравление. Если в процессе выполнения трудовой функции возникнет риск получения травмы и/или отравления, бурильщик обязан прекратить работу и сообщить о выявленном им риске своему непосредственному или вышестоящему руководителю. Обязан соблюдать трудовую и производственную дисциплину, правила внутреннего трудового распорядка. Должен соблюдать установленный для него режим рабочего времени и времени отдыха; в случае заболевания, плохого самочувствия, недостаточного отдыха бурильщик обязан сообщить о своём состоянии непосредственному или вышестоящему руководителю. При несчастном случае должен прекратить работу, известить об этом своего непосредственного или вышестоящего руководителя и обратиться за медицинской помощью. Если с кем-либо из работников произошёл несчастный случай, то пострадавшему необходимо оказать первую помощь, сообщить о случившемся непосредственному или вышестоящему руководителю и сохранить обстановку происшествия, если это не создаёт опасности для окружающих. Не допускается выполнять работу, находясь в состоянии алкогольного опьянения либо в состоянии, вызванном потреблением наркотических средств, психотропных, токсических или других одурманивающих веществ, а также распивать спиртные напитки, употреблять наркотические средства,

психотропные, токсические или другие одурманивающие вещества на рабочем месте или в рабочее время.

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. 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, внутри объектовых 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.

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

Всем работникам, по добыче нефти и газа, предусмотрена выдача спецодежды, спец обуви и других средств индивидуальной защиты производится в соответствии с утвержденными нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, примерный перечень представлен в таблице 5.2.

5.4 Требования промышленной безопасности и охраны труда перед началом работ

Надеть предусмотренную соответствующими нормами спецодежду и спецобувь. Спецодежда должна быть застегнута. Приготовить средства индивидуальной защиты, убедиться в их исправности. Неисправные средства индивидуальной защиты заменить. Получить задание от руководителя на выполнение работ. Не допускать к своей работе необученных и посторонних лиц. Произвести необходимую сборку оборудования, правильно установить и надежно закрепить съемные детали и механизмы. Проверить соответствие агрегата, установки, оборудования условиям предстоящей работы, учитывая требования, изложенные в руководстве по эксплуатации завода-изготовителя. Освободите рабочее место от посторонних предметов (детали, узлы, строительные материалы и т.п.). В случае выполнения работы на высоте использовать подмостья, настилов, леса, имеющих ограждающие конструкции. Работа с электроинструментом с приставных лестниц не допускается. Проверить исправность приспособлений и инструмента. На нем не должно быть трещин, выбоин, заусенцев, забоин.

Проверить внешним осмотром:

наличие свободных проходов;

надежность установки (закрепления) передвижного (переносного) оборудования и инвентаря;

достаточность освещенности рабочей поверхности;

работу вентиляционных установок;

отсутствие свисающих и оголенных концов электропроводки;

надежность закрытия всех токоведущих и пусковых устройств оборудования;

наличие и надежность заземляющих соединений (отсутствие обрывов); наличие, исправность, правильную установку и надежное крепление ограждения движущихся частей оборудования;

комплектность и надежность крепления деталей;

исправность кабеля (шнура), целостность изоляционных деталей корпуса, рукоятки и крышек щеткодержателей;

наличие защитных кожухов и их исправность (все перечисленное в данном абзаце проверяется внешним осмотром);

исправность контрольно-измерительных приборов;

исправность редуктора (проверяется проворачивание шпинделя инструмента при отключенном двигателе);

исправность применяемого инвентаря, приспособлений и инструмента, состояние полов (отсутствие выбоин, неровностей, скользкости).

Все опасные для людей зоны перед проведением работ должны быть обозначены знаками безопасности, предупредительными надписями и плакатами. При выявленных недостатках и нарушениях сообщить руководителю и приступать к работе после их устранения.

5.5 Требования промышленной безопасности и охраны труда во время работ

При обслуживании объектов нефтедобычи, обходе (объезде) кустовых площадок, скважин, ЗУ, нефтепроводов и узлов их переключений, мастер по ремонту скважин обязан следить за исправностью обслуживаемого оборудования, своевременно устранять обнаруженные неисправности и недостатки, 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 руководителю работ;

отыскать причину изменения технологического параметра;

принять меры для приведения технологического параметра в норму;

обо всех действиях докладывать 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 мастер 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 пере-

вести 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.

5.6 Требования промышленной безопасности и охраны труда в аварийной ситуации

При возникновении аварийных ситуаций необходимо соблюдать спокойствие. Паника и подобные ей состояния только усугубят положение. 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, мастера по ремонту скважин, должен незамедлительно поставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц и приступить к ликвидации и локализации последствий согласно ПЛВА.

Мастер 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.

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

Работы с химическими реагентами относятся к опасному виду работ, так как химреагенты могут активно воздействовать на людей и технику. По этому соблюдение правил техники безопасности – главнейшее условие проведения работ.

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.

5.8 Требования промышленной безопасности и охраны труда по окончанию работ

По окончанию работы мастер по ремонту скважин обязан проконтролировать:

отключено ли оборудование;

инструменты и приспособления убраны в отведённое место;

переодеться и проконтролировать подчиненных;

спецодежду, спецобувь, средства индивидуальной защиты убрать в отведённое место;

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

произвести необходимые записи в вахтовом журнале о проделанной работе;

рабочий инструмент очистить от загрязнений и положить в специально отведенное место;

тщательно вымыть с мылом руки и лицо, по возможности принять душ, покинуть территорию предприятия по специально отведённым для этого путям.

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

5.9 Пожарная безопасность на объектах добычи нефти и газа

О всех замеченных на участке своей работы или на других местах предприятия нарушениях мер пожарной безопасности, а также о неисправности или об использовании не по назначению пожарного оборудования или средств пожарной связи каждый работник обязан немедленно сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность соответствующего объекта, и своему непосредственному руководителю.

Территория производственных объектов добычи нефти, а также производственные помещения и оборудование должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается загромождение предметами подъездов к зданиям и сооружениям, к водоисточникам, дорог к скважинам, производственным объектам, а также проходов в зданиях, лестничных клеток, подступов к пожарному оборудованию.

При эксплуатации эвакуационных путей, эвакуационных и аварийных выходов запрещается:

1 загромождать эвакуационные пути и выходы (в том числе проходы, коридоры, тамбуры, лестничные площадки, марши лестниц, двери, эвакуационные люки) различными материалами, изделиями, оборудованием,

производственными отходами, мусором и другими предметами, а также блокировать двери эвакуационных выходов;

2 устраивать в тамбурах выходов сушилки и вешалки для одежды, гардеробы, а также хранить (в том числе временно) инвентарь и материалы;

3 фиксировать самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, холлов и тамбуров в открытом положении (если для этих целей не используются устройства, автоматически срабатывающие при пожаре), а также снимать их.

Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями (ЛВЖ и ГЖ), мусором и отходами производства.

Сгораемые отходы производства, мусор, сухая трава должны убираться и уничтожаться в безопасных в пожарном отношении местах. В местах разлива ЛВЖ и ГЖ пропитанный ими грунт должен быть тщательно промыт, убран и засыпан сухим песком или грунтом.

Курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой. В этих местах должны быть вывешены надписи «Место для курения».

Запрещаются на территории предприятия разведение костров, выжигание травы, нефти.

Запрещается применять для освещения скважин, насосных, нефтеналивных причалов, пунктов сбора и подготовки нефти, парков товарных резервуаров и других взрывопожароопасных производственных объектов и складских сооружений факелы, спички, свечи, керосиновые фонари, костры и другие источники открытого огня.

Запрещается выполнять производственные операции на оборудовании, установках и станках с неисправностями, что может привести к загораниям и пожарам, а также при отключении контрольно-измерительных приборов (КИП), по которым определяются заданные режимы температуры, давления, концентрации горючих газов, паров и другие технологические параметры.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Использование для этих целей паяльных ламп и других способов с применением открытого огня запрещается.

Промасленный либо пропитанный бензином, керосином и иными ГЖ обтирочный материал следует складывать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками.

На рабочих местах можно хранить только такое количество материалов (в готовом к применению виде), которое не превышает сменную потребность. При этом емкости должны быть герметично закрыты.

Монтаж и эксплуатация средств контроля и автоматизации должны отвечать требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

Все приборы автоматического контроля и регулирования необходимо проверять, испытывать и регулировать только с разрешения непосредственного

руководителя работ с соблюдением правил пожарной безопасности, исключающих искрообразование.

Запрещается во взрывопожароопасных цехах ремонт приборов КИПиА с применением огня и высоких температур (пайка, сварка и др.).

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован систематический контроль воздуха.

Для контроля за содержанием взрывоопасных концентраций паров и газов в производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок должны быть установлены автоматические сигнализаторы, сблокированные с аварийной вентиляцией. Сигнализаторы должны быть снабжены устройствами для подачи светового и звукового сигналов.

Система сигнализации должна выдавать предупреждающий сигнал при концентрации нефтяных паров и газов, соответствующей 20% их нижнего предела воспламенения (НПВ).

Запрещается эксплуатация электронагревательных приборов, кроме электронагревательных приборов, входящих в комплекты блочных устройств, без письменного разрешения энергетика данного объекта.

Запрещается устраивать временную электропроводку, выполненную не в соответствии с «Правилами устройства электроустановок», устанавливать кустарные предохранители и пользоваться кустарными электронагревательными приборами.

Запрещается оставлять отопительные печи и другие отопительные, а также нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, во время их эксплуатации без присмотра.

Воздухонагреватель и отопительные приборы следует размещать так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки.

Запрещается включать в работу оборудование при неисправной вентиляции.

Хранение в вентиляционных камерах какого-либо оборудования и материалов запрещается.

Все электроустановки должны быть защищены аппаратами, обеспечивающими безопасный режим их эксплуатации.

Плавкие вставки предохранителей должны быть калиброваны с указанием на клейме номинального тока вставки (клеймо ставится заводом-изготовителем или электротехнической лабораторией).

Защита от перегрузки должна выполняться во всех случаях, независимо от мощности электроприемника.

Заземление переносных электроприемников следует осуществлять гибким проводником, находящимся в общей оболочке с фазными и присоединенным надежно к сети заземления.

Запрещается использовать для этой цели нулевой рабочий провод, в том числе провод, расположенный в общей оболочке.

Соединения, оконцевания и ответвления жил проводов и кабелей во избежание опасных в пожарном отношении переходных сопротивлений необходимо

производить с помощью опрессовки, сварки, пайки или специальных зажимов.

Запрещается при эксплуатации электроустановок:

1 использовать электродвигатели и другое электрооборудование, поверхностный нагрев которых при работе превышает температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С (если к этим электроустановкам не предъявляется иных требований);

2 использовать кабели и провода с поврежденной изоляцией и изоляцией, потерявшей в процессе эксплуатации защитные электроизоляционные свойства;

3 пользоваться электронагревательными приборами без огнестойких подставок, а также оставлять их длительное время включенными в сеть без присмотра;

4 применять для целей отопления помещений нестандартные (самодельные) нагревательные электропечи или электрические лампы накаливания;

5 оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами;

6 пользоваться поврежденными розетками, ответвительными и соединительными коробками, рубильниками и другими электроустановочными изделиями.

Неисправности в электросетях и электроаппаратуре, которые могут вызвать искрение, короткое замыкание, недопустимый нагрев горючей изоляции кабелей и проводов, дежурный персонал должен немедленно устранять, неисправную электросеть следует отключить, и включение допускается только после приведения ее в пожаробезопасное состояние.

Во взрывоопасных зонах (помещениях или наружных установках) допускается применение только взрывозащищенного электрооборудования, уровень взрывозащиты которого соответствует классу взрывоопасной зоны, а вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

Провода и кабели в сетях напряжением выше 1000 В, прокладываемые во взрывоопасных зонах любого класса, должны быть проверены по нагреву током короткого замыкания.

Нулевые рабочие проводники и нулевые защитные проводники должны иметь изоляцию, равноценную изоляции фазных проводников, и быть расположены вместе с ними в общих оболочках, трубах, коробах.

Запрещается открытая прокладка внутри взрывоопасных помещений голых проводников.

Запрещается использовать в качестве заземлителей и заземляющей проводки технологические трубопроводы, содержащие горючие жидкости, горючие или взрывчатые газы, а также трубопроводы, покрытые изоляцией для защиты от коррозии.

Во взрывоопасных помещениях и наружных установках заземлению подлежат электроустановки при всех напряжениях постоянного и переменного тока, а также электрооборудование, установленное на металлических конструкциях, независимо от заземления последних.

Запрещается применять провода и кабели с полиэтиленовой изоляцией или оболочкой во взрывоопасных зонах всех классов.

Напряжение переносных взрывозащищенных ручных светильников не должно превышать 12 В. Питание их должно осуществляться от автономного источника или от двухобмоточного трансформатора, у которого корпус и один из выводов обмотки напряжением 12 В заземлены.

Смена лампы и источников питания (аккумуляторов, батареек), встроенных во взрывозащищенный светильник, должна производиться лицами, на которых возложено обслуживание этих светильников распоряжением главного энергетика.Смена ламп и зарядка аккумуляторов для светильников должны производиться в невзрывоопасных помещениях.

в-

При авариях, связанных с фонтанированием скважины, все работы на со мещенном кусте должны быть прекращены до ликвидации аварии.

Заключение

Борьба с отложениями солей на Верхнечонском месторождении чрезвычайно актуальна.

Основная причина образования сульфатсодержащих осадков на скважинах Верхнечонском 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. В работе произведен прогноз вероятности солеотложения методом Дж. Е. Оддо и М.Б. Томсона на основании проб воды 10 скважин. По результатам расчета – положительное значение индекса насыщения по 5 скважинам свидетельствует о том, что фактическое насыщение раствора гипсом больше равновесного состояния и возможно выпадение осадка.

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, согласно результатов лабораторных испытаний, предлагается применить Ипроден К-2 м.Б.

Экономическая эффективность в расчете на 600 суток от метода ингибирования скважин способом постоянного дозирования в общем составит 816 621 070,00 рублей. При ингибировании скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт 813 106 324,50 рублей на пять скважин. Ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт экономичней способа постоянного дозирования на 3 514 745,50 рублей. Увеличение прибыли обеспечит окупаемость расходов на внедрение технологий за счет поддержания добычи нефти на стабильном уровне. Оба метода позволяют увеличить наработку скважинного оборудования.

Список использованных источников

1 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.;

2 Инюшин Я. В , Ишемгужин А. А , Лаптев А. Б и др Аппараты для магнитной обработки жидкости М Недра, 2001, 144 с.;

3 Ибрагимов Г. З , Сорокин В. А , Хисамутдинов И. И Химические реагенты для добычи нефти М Недра, 1986, 240 с.;

4 Ибрагимов Н. Г., Хазиков Ф.Р., Шайдоков В. В. Осложнения в нефтедобыче: монография /Уфа ,2003 – 203 с.;

5 Кащавцев В. Е, Мищенко И. Т. Солеобразование при добычи нефти: монография / Москва : Орбита-М, 2004 – 433 с.;

6 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 И. М Губкина, 2001, 135 с.;

7 Кащавцев В. Е, Гаттенбергер Ю П, Люшин С Ф Предупреждение солеобразования при добыче нефти М Недра, 1985, 215 с.;

8 Кащавцев В. Е и др Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений М ВНИИОЭНГ, сер Нефтепромысловое дело, 1976, 63 с.;

9 Коновальцева, Е. С. Нефтегазовая геология: учебник / Е. С.– Москва: Недра, 2016. – 360 с.;

10 Левин Ф. Д. Объемная геолого-геофизисекая модель Верхнечонского месторождения. Новосибирс , 2009 – 31 с.;

11 Маринин Я. С, Ярышев Г. М, Михайлов С А Методы борьбы с отложением солей М ВНИИОЭНГ, 1980, 55 с.;

12 Рапацкая Л. А., Буглов Н. А., Хао Дунхэн. Нефтегазоностные комплексы восточных регионов России и Китая : монография. – Иркутск : Изд-во ИрНИТУ, 2013. – 360 с.;

13 Сыртланов А. Ш, Ершов А. М, Антипин Ю В Методика определения зон отложения гипса Уфа, 1982, 30 с.;

14 Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2016. №6. С.19-24.;

15 https://vcng.rosneft.ru/.