**Министерство науки и образования РТ**

**Лениногорский нефтяной техникум**

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

**Тема: Совершенствование очистки закачиваемых вод в системе поддержания пластового давления в условиях нефтегазодобывающего управления «Лениногорскнефть»**

**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение

1. Исходные

1.1. Характеристика геологического строения объекта эксплуатации

1.2. Коллекторские свойства продуктивных пластов

1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

2.1 Характеристика фонда скважин

2.2. Динамика технологических показателей разработки

2.3. Анализ выработки пластов

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обзор существующей схемы и подготовки скважинной продукции в НГДУ «Лениногорскнефть»

3.2. Подготовка пластовой воды

3.3 Каскадная технология подготовки и очистки воды

3.4. Описание процесса гидроциклонной установки

3.5. Расчет приемистости нагнетательных скважин на участке высокого давления Зай-Каратайской площади площади

3.6. Расчет потерь давления при заводнение пластов в наземных трубопроводах и в скважине

3.7. Выводы и предложения

4. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

4.1 Техника безопасности и охрана труда при ППД

4.2. Противопожарная безопасность

5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

5.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды при ППД.

Заключение

Список использованной литературы

**1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

**1.1 Характеристика геологического строения объекта эксплуатации**

Зай-Каратайская площадь расположена в южной части Ромашкинского нефтяного месторождения и является краевой. Разрез площади представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозоя. Проектирование разработки Зай-Каратайской площади впервые было начато во ВНИИ в 1954г. В 1968г. площадь была выделена в самостоятельный объект разработки, где был сделан подсчет запасов только для Зай-Каратайской площади. Данным проектом был предусмотрен максимальный уровень добычи нефти 3,4 млн. т. с сохранением его в течение 6-7 лет. Фактически же максимальный уровень добычи был достигнут в 1971г. и составил 3,89 млн. т. Принятый вариант разработки предусматривал ряд мероприятий по дальнейшей разработке площади: бурение скважин, очаговое заводнение, уменьшение забойного давления до 90 атмосфер, увеличение давления нагнетания для верхних пластов до 18-20 МПа, увеличение резервных скважин до 100.

Зай-Каратайская площадь расположена на юге Ромашкинского месторождения. На севере площадь контактирует с Южно-Ромашкинской, на западе с Западно-Лениногорской и на востоке с Восточно-Лениногорской площадями.

В географическом отношении Зай-Каратайская площадь представляет собой пересеченную местность с многочисленными оврагами и балками. Абсолютные отметки колеблются в пределах от 100 до 250 метров. Большую часть площади занимают лесные массивы.

Климат района резко континентальный. Суровая, холодная зима с сильными буранами и жаркое лето. Преобладающее направление ветров – Юго-Западное. Самым холодным месяцем является январь, имеющий среднюю месячную температуру -13,7 – 14,4 С°. Наиболее теплым месяцем является июль 18 – 19 С°. Абсолютный минимум температуры достигает в некоторые годы до -49 С°. Максимальная летняя – 38 С°. Наибольшее количество осадков выпадает в июне (до 60 мм). Минимальное в феврале (до 17 мм). Грозовая деятельность от 40 до 60 мин. в год.

Основным объектом разработки являются запасы нефти, приуроченные к терригенным коллекторам пашийского горизонта Д1, которые представлены двумя группами: высокопродуктивные с проницаемостью более 0,100 мкм 2 и малопродуктивные с вариацией проницаемости 0,30 – 0,100 мкм 2. В свою очередь в рамках первой группы выделены коллекторы с объемной глинистостью менее и более 2%. Таким образом объект разработки Д1 представляется совокупностью трех типов пород – коллекторов с различной фильтрационной характеристикой, которые имеют прерывистый характер строения, выражающийся в смене одного типа коллекторов другим, а также и полным их замещением неколлекторами.

Фациальный состав коллекторов изменяется от гомодисперсных алевролитов до песчаных фракций.

**Рисунок 1. Размещение площадей со схемами заводнения горизонта Д1 Ромашкинского месторождения**

I - контур залежи горизонта Д1; II - линии разрезания; III, V - границы площадей; IV -очаги заводнения на площадях.

Площади: 1 - Миннибаевская, 2 - Абдрахмановская, 3 - Павловская, 4 - Зеленогорская, 5 - Южно-Ромашкинская, 6 - Зай-Каратайская, 7 - Альметьевская, 8 - Северо-Альметьевская, 9 - Алькеевская, 10 - Восточно-Сулеевская, 11 - Северо-Азнакаевская, 12 - Центрально-Азнакаевская, 13 - Южно-Азнакаевская, 14 - Чишминская, 15 - Березовская, 16 - Ташлиярская, 17 - Западно-Лениногорская, 18 - Куакбашская, 19 - Холмовская, 20 - Кармалинская, 21 - Южная, 22 - Восточно-Лениногорская, 23 - Сармановская, 24 - Уральская.

Существующее представление о линзовидном строении верхней пачки пластов и площадном - нижней не изменилось в процессе продолжающегося разбуривания площади.

Выделенные блоки не равнозначны по представительности той или иной группы пород. Для сравнения приведены результаты сопоставления площадей распространения этих групп по пластам в пределах каждого блока. Достаточно однозначно, как в целом по пласту, так и по блокам происходит увеличение доли коллектора сверху вниз. Из общей закономерности выпадает пласт « а» на втором и третьем блоках, по каждому доля коллектора выше, чем в нижележащих пластах пачки " б ".

Аналогичная закономерность прослеживается по высокопродуктивным неглинистым коллекторам, но с различной представительностью в строении пластов.

Естественно, что разная степень представительности групп пород в строении пластов является одним из главных аргументов, определяющих состояние выработки запасов нефти. Очевидно, что это также является одной из важнейших причин особенностей выработки запасов по блокам.

В силу многопластового строения горизонта Д1 становится очевидным многообразие разрезов скважин с различным сочетанием пластов, представленных разными группами коллекторов и залегающих на различных стратиграфических уровнях. В результате обработки практически всех разрезов по скважинам они систематизированы в 6 типов с представительностью от 1 до 6 пластов. Кроме того, каждый из типов рассматривался с точки зрения возможных вариантов сочетания высоко и малопродуктивных коллекторов. В рамках выделенных типов разрезы сгруппированы в подтипы с их долей участия в строении объекта.

В процессе изучения особенностей геологического строения горизонта Д1 была оценена величина литологической связанности между пластами. Из приведенных данных и в сравнении с другими соседними площадями можно однозначно сказать, что пласты залегают достаточно обособленно друг от друга. Как и по другим площадям, сравнительно высокая связь отмечается между пластами "б1" и "б2" - 41%; "г1" и "г2" – 34% и несколько меньшая связь между остальными пластами. С одной стороны, как известно, наличие зон слияния способствует возникновению естественных очагов заводнения, что способствует интенсификации выработки запасов нефти. С другой стороны достаточная обособленность способствует эффективному использованию дифференциального подключения пластов к разработке. В этой связи данная площадь выгодно отличается от соседней Южно-Ромашкинской площади.

* 1. **Коллекторские свойства продуктивных пластов**

Поскольку в настоящее время разработка площади осуществляется с учетом выделенных блоков, то обобщены результаты определения толщин, емкостно-фильтрационных свойств, насыщенности, а также оценка изменчивости этих параметров. В целом продуктивные отложения горизонта Д1 по блокам не отличаются, по рассмотренным параметрам, за исключением того, что средняя проницаемость коллекторов второго блока составляет 0,492 мкм 2 , а первого и третьего 0,387 и 0,379 мкм 2 соответственно. Это, видимо объясняется различным объемом выработки по представительности групп пород.

Следует также отметить увеличение фильтрационных свойств коллекторов сверху вниз. Опять же это связано, видимо, с вышеуказанными причинами. Очевидно, что сравнение тех же параметров между группами коллекторов не имеет смысла. Целесообразнее их рассматривать в пределах групп коллекторов при сравнении пластов между собой.

Так средняя толщина пластов, представленных высокопродуктивными неглинистыми коллекторами изменяется от 2,6 по пласту " б1 " до 3,8м. по пласту " б3 ". При этом параметр изменчивости средних величин составляет 0,43 – 0,53. Средние значения пористости и нефтенасыщенности по пласту отличаются незначительно. Следует акцентировать внимание на существенном отличии пластов по фильтрационным свойствам. Из приведенных данных видно

проницаемость пласта " г1" составляет 0,666 мкм2, а пласта " б3 " – 0,939 мкм 2, при среднем значении проницаемости этой группы пород равной 0,76 мкм 2.

Коллекторские свойства глинистых высокопродуктивных и малопродуктивных пластов более однородные, чем в вышеописанной группе. Абсолютные значения параметров пористости, нефтенасыщенности, а также толщин пластов в пределах групп отличаются в меньшей степени, чем между группами. Группы коллекторов, включая и ранее рассмотренную существенно отличаются по фильтрационным свойствам. В пределах высокопродуктивных коллекторов пласты с глинистостью менее 2% в 2 раза выше пластов с глинистостью более 2%. Проницаемость малопродуктивных коллекторов в 5 раз меньше глинистых.

Таким образом, проведенное геологическое обоснование показало, что высокопродуктивные неглинистые коллекторы верхней пачки пластов в лучшей степени развиты на втором блоке. Категория глинистых высокопродуктивных превалирует на третьем блоке. Из числа пластов нижней пачки пласт "г2" отличается наибольшей представительностью неглинистых высокопродуктивных коллекторов, которые, например, на первом блоке составляют 92% площади.

Доля глинистых высокопродуктивных коллекторов незначительная и максимальная величина (7%) прослеживается по пласту "в". Малопродуктивные коллекторы в большей мере присутствуют в третьем блоке.

Продуктивные пласты в рамках выделенных групп мало чем отличаются по коллекторским свойствам, а также по толщине, что позволяет при анализе выработки запасов нефти по пласту поставить их в равные условия.

* 1. **Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Изучение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей и попутных газов проводилось в институте "ТатНИПИнефть" и в лабораториях НГДУ "Лениногорскнефть".

Пластовые нефти исследовались на установках УИПН-2М и АСМ-30; газ, выделенный из нефти при разгазировании, анализировался на аппаратах ХЛ-3, ХЛ-4, ЛХМ-8МД. Поверхностные нефти исследовались по существующим ГОСТам.

Нефть продуктивного горизонта относится к группе малосернистых. Результаты исследований и компонентный состав газа при дифференциальном разгазировании приведены ниже.

Свойства пластовой нефти:

Давление насыщения газом, МПа 4,8-9,3

Газосодержание, % 52,2-66,2

Суммарный газовый фактор, 50,0

Плотность, кг/м3 768,0-818,0

Вязкость, мПа с 2,4-10,4

Объемный коэффициент при

дифференциальном разгазировании 1,128-1,196

Плотность дегазированной нефти, кг/м 3 795,0-879,0

Компонентный состав газа:

Азот + редкие

В т.ч. гелий, % 10,36

Метан, % 39,64

Этан, % 22,28

Пропан, % 18,93

Изобутан, % 1,74

Н. Бутан, % 4,36

Изопентан, % 0,67

Н. Пентан, % 0,65

Гексан, % 0,46

Сероводород, % 0,02

Углекислый газ, % 0,89

Плотность газа, кг\м 3 1,2398

Пластовые воды по своему химическому составу рассолы хлор – кальциевого типа с общей минерализацией 252 – 280 г/л, в среднем 270 г/л. в ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 168г/л) и натрий (70,8 г/л). Плотность воды в среднем 1,186 г\см 3 , вязкость 1,9 мПа⋅с. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. Газонасыщенность подземных вод 0,248 – 0,368 м 3/м 3, снижается по мере удаления от нефтяных залежей. В составе растворенного в воде газа преобладает метан.

**2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ**

* 1. **Характеристика фонда скважин**

На Зай–Каратайской площади эксплуатационный фонд скважин к 01. 01. 2009 г. Составил 583, из них действующих скважин 487.

Скважины эксплуатируются механизированным способом: ШГН-418 (85,8%) и ЭЦН-69 скважин (14,2%).

Бездействующий фонд на 01. 01. 04. составил 96 скважин или 16,5% от эксплуатационного фонда из-за ожидания смены оборудования, по 8 скважинам требуется проведение капитального ремонта, 2 скважины переведены в бездействие по другим причинам.

На залежи 32 контрольных скважины, из них:

- наблюдательные – 2;

- пьезометрические – 30.

Наблюдательный фонд используются для контроля за разработкой.

В консервации находится 40 скважин.

Ликвидированных скважин – 90, из них:

- после эксплуатации- 55;

- после бурения- 35.

В ожидании эксплуатации находится 5 скважин.

Ликвидированные скважины составляют 15,4% от эксплуатационного фонда скважин.

Дающие техническую воду - 5 скважин.

Также показателями работы скважин, оборудованных ШСН является дебит, обводненность продукции, межремонтный период работы скважин (МРП).

В таблице 1 приведены основные показатели эксплуатации скважин, оборудованных ШСН за период с 2007 по 2009 год.

**Таблица 1. Показатели эксплуатации скважин, оборудованных ШСН**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели годы | 2007 | 2008 | 2009 |
| Эксплутационный фонд скважин | 398 | 476 | 583 |
| Действующий фонд скважин | 389 | 432 | 487 |
| Qж, м3/сут | 6.3 | 6.1 | 4.9 |
| Qн, т/сут | 3.3 | 2.9 | 2.4 |
| Обводненность, % | 47.6 | 52.0 | 50.6 |
| МПР, сут | 557 | 519 | 601 |

Из таблицы видно, что за последние три года отмечается повышение действующего фонда скважин с 2007 по 2009 год с 398 до 583 скважин, эксплутационный фонд скважин увеличился за последние 3 года на 185 скважин.

Средний суточный дебит по жидкости за анализируемый период с 2007 года до 2009 снизился с 6.3 м3/сут до 4.9 м3/сут. В 2009 году произошло уменьшение на 1.4 м3/сут и в 2002 году на 0.2 м3/сут по сравнению с 2007 годом.

Уменьшение среднесуточного дебита произошло за счет вывода из эксплуатации нерентабельных скважин, а так же за счет вывода из бурения малодебитных скважин.

Анализ среднесуточного дебита по нефти показывает постоянную тенденцию снижения его величины из-за роста обводненности продукции, а так же из-за снижения продуктивности скважин.

За период с 2007 по 2009 года средне суточный дебит по нефти снизился на 0.9т/сут. Время работы скважин между последовательно проводимыми ремонтами называется межремонтным периодом МРП. Он определяется для каждого способа эксплуатации по формуле :

М= (1)

где, Т – суммарное время данного способа эксплуатации скважин за данный период, сут.

Р- количество ремонтов на скважинах данного способа эксплуатации за тот же период.

МРП зависит от многих факторов правильного подбора оборудования, организациями эффективной борьбы с парафином, солеотложениями, постановкой исследовательских и профилактических работ.

Большое значение приобретает точность определений коэффициента продуктивности, потому что некоторые данные о параметрах пласта обуславливают правильный подбор оборудования скважины - в результате низкий МРП.

В 2007 –2009 годах в связи с неприемом нефти с товаротранспортными организациями было много вынужденных остановок скважин, в результате чего произошло искусственное снижение МРП скважин.

**2.2 Динамика технологических показателей разработки**

По состоянию на 1.01.09г. из продуктивных пластов горизонта Д1 Зай-Каратайской площади отобрано 73,599 млн.т. нефти или 89,7% начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,498. Попутно с нефтью отобрано 156,8 млн.т. воды. Средняя обводненность добываемой продукции за период разработки составила 68,9%. Водонефтяной фактор - 1,76.

В 2009г. с площади отобрано 420 тыс.т. нефти. Темп отбора нефти составил 0,6% начальных и 3,48 от текущих извлекаемых запасов. Попутно с нефтью отобрано 3046 тыс.т. воды. Обводненность добываемой продукции равна 86,8%. Фонд действующих добывающих скважин составил 364, из которых 14 скважин бездействующие. Среднесуточный дебит одной скважины по нефти равен 3,6 т/сут., по жидкости 27,3 т/сут. Годовой водо-нефтяной фактор - 6,6. Среднее пластовое давление в зоне отбора и забойное давление добывающих скважин составляет 16,0 и 9,6 МПа. В продуктивные пласты закачано сначала разработки 209298 млн. м3 воды, компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 109,1 %. Фонд нагнетательных скважин на 1.01.09г. равен 155, из которых 21 остановлена по технологическим причинам.

Максимальная добыча нефти 3,893 млн.т. была достигнута в 1971г. Добыча в 3-3,9 млн.т. удерживалась в течение 10 лет. Начиная 1972г. наблюдается неуклонное снижение добычи нефти и рост обводненности до 1986г. С 1987г. обводненность снижается. В 1997г. добыча нефти в 8,5 раз меньше по-сравнению с достигнутым максимумом. В настоящее время темп снижения добычи нефти уменьшился, и площадь вступила в 4-ю стадию разработки. Максимальный уровень добычи жидкости порядка 8,0 млн. т. удерживался в течение 10 лет, в последние годы быстро снижается.

**2.3 Анализ выработки пластов**

С момента начала разработки блока отобрано 1959 млн. т. нефти. Это 43,0% начальных геологических и 89,9% извлекаемых запасов. Основная добыча нефти осуществляется в результате дренирования запасов высокопродуктивных неглинистых коллекторов, отбор из глинистых составляет 21%, из малопродуктивных - 4%.

Состояние выработки запасов нефтяных пластов на данном блоке в большинстве случаев лучше, чем на остальных, это практически касается всех пластов по всем категориям коллекторов. Здесь следует отметить высокую степень отработки запасов нефти первой группы неглинистых коллекторов по пластам пачки "б" и пласту "в". Так, например, по пласту "б1" осталось отобрать 0,3% извлекаемых запасов, по пласту "в" - 1,6%.

По пластам "а", "б2", "б3" в активную разработку вовлечены запасы нефти, связанные с глинистыми высокопродуктивными коллекторами, о чем свидетельствует относительная величина остаточных извлекаемых запасов. По остальным пластам тенденция явного отставания.

Пласт “а” содержит 13,3 % нефти от НИЗ по площади. С начала разработки по пласту отобрано 71,9% от НИЗ нефти. Введены на нефть скважины 39484, 39485, 39486. Под нагнетание воды освоены скважины 6028в, 39477, 39487.В активную разработку за отчетный год вовлечено 22 тыс. тонны извлекаемых запасов нефти.

Пласт “б1” содержит 10,1 % от НИЗ нефти по площади, накопленный отбор нефти составляет 70,7% от НИЗ нефти по пласту. Введены на нефть скважины 39484, 39486. Под нагнетание воды освоены скважины 39477, 39487. В активную разработку вовлечено 4 тыс. тонны извлекаемых запасов нефти.

Пласт “б2” содержит 12,9% от НИЗ нефти по площади. С начала разработки отобрано 77,8% от извлекаемых запасов по пласту. Введены на нефть скважины 39484, 39486.Освоены под нагнетание воды скважины 6076а, 6304а, 39468, 39487.Дострел пласта произведен в нагнетательной скважине 6025б.В активную разработку за год вовлечено 34 тыс. тонны извлекаемых запасов нефти.

Пласт “б3” содержит 24,1% НИЗ нефти по площади. С начала разработки отобрано 97,1% от НИЗ по пласту. Введена на нефть скважина 39485. В отчетном году под закачку освоены скважины 6076а, 6028в, 6304а, 39468, 39487. Произвели отключение пласта в добывающей скважине 6019б. В активную разработку в течении года введено 24 тыс. тонны извлекаемых запасов нефти.

Пласт “в” содержит 20,6% НИЗ нефти по площади. Накопленный отбор нефти составил 89,8% от запасов по пласту. Под нагнетание воды освоена скважина 6076а. Произвели отключение пласта в добывающей скважине 6149а.

Пласт «г1» содержит 14,9% НИЗ нефти по площади. С начала разработки отобрано 95,9% от извлекаемых запасов нефти по пласту. Введена на нефть скважина 39485.Отключение пласта из-за обводнения произведено в скважинах 6149а, 6144б, 6156а.

Пласт «г2+3» содержит 4,0% от НИЗ нефти по площади. Накопленный отбор составляет 99,8% от запасов по пласту. Произвели отключение пласта в добывающей скважине 6144б. В целом по блоку из 3078 тыс. т. текущих извлекаемых запасов около 50% связана с глинистыми высокопродуктивными коллекторами, более 30% с малопродуктивными. Таким образом, структура запасов сместилась в сторону их существенного ухудшения и, естественно, все технологические решения, в основном должны будут акцентированы на выработку этих запасов.

Остаточные запасы нефти высокопродуктивных неглинистых коллекторов, главным образом, связаны с зонами частичного заводнения и могут быть извлечены известными гидродинамическими методами воздействия на пласт.

**3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.**

**3.1 Обзор существующей схемы и подготовки скважинной продукции в НГДУ «Лениногорскнефть»**

В НГДУ «Лениногорскефть» применяется герметизированная высоконапорная система сбора и подготовки скважиной продукции.

Существующая система сбора и подготовки продукции скважин применяемая в НГДУ «Лениногорскнефть» отвечает всем основным требованиям:

- полную герметичность процесса сбора, транспортирования и подготовки,

- измерение количества продукции на каждой подключенной скважине,

- совместное или раздельное, после ГЗУ, транспортирование обводненной и не обводненной нефти газа,

- использование нефтесборных коллекторов для подготовки скважинной продукции к дальнейшей обработке (внутритрубная диэмульсация),

- сепарацию газа,

- подготовку товарной нефти (обезвоживание и обессиливание)

- подготовку сточной воды для ее дальнейшего использования в системе ППД,

- поточное измерение количества и качества продукции на различных этапах ее подготовки.

Основные преимущества такой схемы следующие:

- практически полное устранение потерь легких фракции за счет герметичности системы,

- возможность полной автоматизации сбора, подготовки и контроля качество продукции,

- возможность в некоторых случаях транспортирования скважиной продукции по всей площади месторождения за счет давления на устьях скважин.

Преимущественно систему сбора и подготовку можно представить следующим образом. Нефть, газ и вода поднятые не поверхность из скважин, под устьевым давлением, по выкидным коллекторам направляются на групповые замерные установки (ГЗУ). При большом удалении скважины от ГЗУ в настоящее время но их устье устанавливаются счетчики (СКЖ) данные с которых по радиоканалу передаются на центральный диспетчерский пульт ЦДНиГ, а продукция направляется в общий коллектор идущий от ГЗУ или непосредственно на дожимную насосную станцию (ДНС). Все ДНС оборудованы сепараторами, в которых осуществляется первая ступень сепарации, отделившийся газ направляется на компрессорные станции, а сепарированная жидкость откачивается на Лениногорский ДНС и УПС. Всего на Лениногорский ДНС с УПС сепарированная жидкость поступает с ДНС№1 (ЦДНиГ-2), №34 и №55 (ЦДНиГ-1) и не сепарированная непосредственно с 2-х ГЗУ №1727 и №1738.

Для завершения процесса диэмульсации до поступления жидкости на ЛДНС с УПС (в целях интенсификации использования промыслового оборудования и уменьшении металлоемкости головных сооружений) на всех ДНС и некоторых отдельно взятых ГЗУ и скважинах установлены точки подачи хим.реагента. Данная совмещенная технология позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели сбора и подготовки нефти, очистки пластовых вод и сепарации газа. При этом значительно сокращается количество аппаратов и сооружении, необходимых для обработки всего объема жидкости и газа, уменьшается вязкость перекачиваемой жидкости и соответственно гидравлические сопротивления при транспортировке скважинной продукции.

**3.2 Подготовка пластовой воды**

С 1967 по 1997 г.г на промыслах Татарии было очищено 4332 млн.м3 пластовых и сточных вод, использовано в системе ППД более 3453 млн.м3 (или 79,7 %). При этом за счет применения резервуаров и булитов с ЖГФ, технологии обработки продукции скважин в трубопроводах и резервуаров с гидрофильными фильтрами подготовлено около 2563 млн. м3 (64 %) с экономическим эффектом порядка 280 млн. руб. в ценах до 1991 г.

Разработанные институтом ТатНИПИнефть технологии и средства очистки сточных вод при ровном качестве их подготовки отличаются от зарубежных более высокой надежностью, производительностью и низкими удельными эксплуатационными и капитальными затратами. Ориентировка на западные технологии означала бы применение менее эффективных решений. Так, как удельные капитальные вложения для узла очистки воды производительностью 7 тыс. м3/сут девонской воды в отечественном варианте (при равном качестве очистки) в 16 раз ниже, чем на установках США и в 36 раз ниже, чем стоимость оборудования.

Между стоимостью очистных сооружении и глубиной очистки сточных вод от нефти существует гиперболическая зависимость. С повышением глубины очистки сточных вод от нефти стоимость очистных сооружений резко возрастает.

Так при увеличении степени очистки воды с 75 до 15 мг/л по нефти, стоимость очистных сооружений объекта производительностью 5,5 тыс. м3/ сутки возрастет в три раза и составит 1,5 млн. долларов. При общем объеме сточных вод в ОАО «Татнефть» 368 тыс. м3/сутки.

К имеющемуся оборудованию необходимо было бы дополнительно закупить еще 67 установок. Кроме того, необходимо очищать воду и на многочисленных новых объектах, потребность в которых диктуется соображениями рациональной разработки нефтяных месторождений Татарстана.

Первоочередные задачи по улучшению качества воды и реконструкции системы ППД:

1. Улучшение качества очистки сточных вод на всех объектах водоподготовки. Сложность ситуации состоит в том, что в связи с опреснением сточных вод, увеличением содержания в них нежелательных химических реагентов, формированием тонкодисперсной эмульсии нефти, в воде с размерами капель 5-10 микрон существенно повышается ее стойкость и ухудшаются технологические свойства.

Эта задача может быть решена путем совершенствования гидрофильных и гидрофобных фильтров и гидрозатворов, а также путем применения гидродинамических автофлотационных аппаратов.

2. Привести в соответствие существующие мощности очистных сооружений с ожидаемым объемом очистки сточных вод по всем объектам.

3. Анализ системы ППД и ее адаптация к новым условиям.

4. Разработка техники и технологии подготовки сточных вод в системе ступенчато-целевой их очистки, исключающей возможность загрязнения забоя нагнетательных скважин продуктами коррозии водоводов.

5. Промышленные испытания аппаратов для очистки воды различных фирм.

6. Разработка каскадной технологии глубокой очистки и закачки

сточной воды в зависимости от коллекторских свойств заводняемых пластов и реконструкция на этой основе всей системы ППД.

7. Разработка раздельной технологии очистка пластовых и промышленных ливневых вод для снижения скорости коррозии оборудования и водоводов.

8. Разработка технологий по обеспечению предварительного сброса пластовых вод из продукции скважин при ДНС и т.д. с использованием принципа наложения карт систем нефтегазосдора и ППД.

9. Разработка комплекса технологических процессов по защите системы ППД от сброса в нее качественных вод, что в свою очередь практически невозможно без аналогичной защиты установок подготовки нефти, строительства узлов переработки промежуточных работ на скважинах и трубопроводах, а также оснащения всех систем соответствующим оборудованием и приборами контроля.

10. Разработка индивидуальных технологий и подбор необходимых комплексов оборудования по площадям и участкам, позволяющих решить проблему глубокой очистки воды перед ее закачкой с получением значительного экономического эффекта за счет увеличения межремонтных периодов нагнетательных скважин, снижения энергозатрат на закачку воды в пласт, увеличения добычи нефти из пласта.

Основным исполнителем данной программы был определен научно-технический центр экологически чистых технологий "ЭКОТЕХ" под руководством профессора Тронова В.Л..

Экспериментально установлено, что при любой системе очистки фильтрация закачиваемой воды через пористую среду сопровождается снижением ее проницаемости, причем, если при прокачке ультрофильтрованной воды (0,2 микрон) темпы снижения составляют порядка 0,15 % на один поровый объем, то при закачке неочищенной речной воды это снижение доходит до 2,2 % на прокаченный поровой объем. После прокачки около 130 и 36 паровых объемов темп падения проницаемости уменьшается, соответственно, до 0,02 и 0,17 % на один поровый объем прокачки.

На основе комплексного анализа петрофизических характеристик коллекторов различных групп и классов горизонта Д1, Д0 и установленных явлений в процессе фильтрации различных типов вод сформулированы основные требования к закачиваемой воде.

Снижение приемистости нагнетательных скважин определяется большим числом независимых факторов (коллекторскими свойствами пласта, технологией вскрытия бурением, ОПЗ, конструкцией забоя скважин, коррозионными и другими процессами), в том числе и качеством закачиваемых вод.

Отмечено что снижение проницаемости пористой среды имеет место даже при фильтрации через нее чистого керосина, глицерина и бидистиллиробанной воды. Это свидетельствует о естественной деградации пористой среды и кольматации суженных участков пор собственными частицами, играющими роль прямых и обратных клапанов (при изливах и изменении направления фильтрации).

Более 90 опытов были осуществлены при фильтрации воды после фильтрации нефти и более 40 - через водонасыщенные керны. Водопроницаемость в конце опытов уменьшилось в 226 раз. При прокачке глицерина через высокопроницаемые керны (420 - 867 мД) падение проницаемости составило 20-80 %.

Для эффективного решения проблемы подготовки воды предлагается осуществить проектирование и реализацию системы очистки воды с использованием каскадной технологии, предусматривающей последовательное и направленное доведение качества воды до требований конкретного объекта заводнения, вплоть до нагнетательной скважины.

В проектах реконструкции системы ППД и по опережающим программам НГДУ по совершенствованию разработки слабопроницаемых пластов предусмотреть возможности оптимизации параметров нагнетания воды по скважинам, использования эффектов излива, очистки боды до базового качества на очистных станциях, использования перемычек для промывок водой, исключение возможности сброса некондиционных стоков в систему ППД, утилизацию водных нефтешламов в системах нефтегазодобычи, ППД и других специально предназначенных для этого объектах, замену металлических обсадных колонн некорродирующими (стеклопластиковыми) трубами, внедрение металлопластмассовых труб, изменение конструкции призабойной части скважины, улучшение качества вскрытия пластов, освоение нагнетательных скважин и осуществление ремонтных работ.

Одним из принципиально важных решений, предложенных в ходе выполнения программы безусловно стала каскадная технология.

**3.3 Каскадная технология подготовки и очистки воды**

Для каскадной очистки сточной воды поступающей на КНС подбирали технические средства, которые выпускаются промышленностью или же могут быть изготовлены в промысловых условиях. К ним относятся:

- горизонтальные отстойники с гидрофобным фильтром и РВС обеспечивающие подготовку сточной воды базового качества для закачки в пласты с высокой проницаемостью;

- гидроциклон, аппараты АОСВ 2/2, прошедшие эксплуатационные испытания на Куакбашской УПВСН и Горкинских ОС для очистки и закачки сточной воды в пласты со средней проницаемостью,

- фильтры типа "Экон" и установка «КОАЛЕСЦЕНТ» для доочистки и закачки сточной воды в пласты с низкой проницаемостью;

- вибраторы типа БГ 170/150, для диспергирования содержащихся в сточной воде примесей на устье нагнетательных скважин,

- фильтрующие элементы проточные (ФЭП) для отвода сточной воды высокого качества из разводящих водоводов;

- емкости для сбора шлама при доочистке сточной воды;

- центробежные насосы для подачи многократно раздавленного водой шлама на КНС для закачки в высокоприемистые нагнетательные скважины.

В процессе внедрения каскадной технологии в НГДУ "Лениногорскнефть" прошли испытания отечественные аппараты АОСВ 2/2 и ротационная гидроциклонная установка (РЦУ), а также импортный гидроциклон фирмы Серк-Бейкер и установка очистки пластовой воды (УОПВ) разработанная ООО «Экоцентр» г. Севастополь.

Испытания показали высокую эффективность АОСВ 2/2, улучшающего показатели качества воды по ТВЧ и нефтепродуктам в 3-4 раза.

Несмотря на некоторые конструктивные недостатки роторного гидроциклона, он также показал хорошие показатели по качеству и представляется нам перспективным аппаратом. Что касается импортного гидроциклона фирмы Серк-Бейкер, то здесь следует отметить недостатки в исполнении отдельных узлов, которые до сих пор не позволили выйти на запланированные показатели по качеству - 20 мг/л по нефтепродуктам, и ТВЧ. Что касается УОПВ, то установка - позволяет произвести глубокую очистку пластовой воды со стабильными показателями на выходе. Технология работы установки основана на коалесцирующем эффекте первого этапа очистки и фильтрации воды через кварцевый песок на втором этапе.

Однако к ряду положительных характеристик, как показали промышленные испытания, имеются и некоторые существенные недостатки как:

а) низкое давление на выходе установки т.е. меньше необходимого для прямого подключения на прием насоса типа REDА-500,

б) возможные проскоки песка.

в) сложность эксплуатации в зимнее время.

Это, а также высокая стоимость врядли позволит обеспечить широкое внедрение этих аппаратов на объектах водоподготовки ОАО "Татнефть".

Известен способ разделения водогазонефтяной смеси, включающий подачу водогазонефтяной смеси в наклонный депульсатор с последующим расслоением ее и отбором полученных фаз.

Более близок к предлагаемому «Способ разделения водогазонефтяной смеси» включающий перемещение потока водогазонефтяной смеси в ламинарном режиме, разделение его на пучок потоков, перемещение их под углом к горизонту и, после расслоения каждого, полученного в пучке потока, смешивание их в общий поток и отбор полученных фаз.

Недостатком как аналога, так и прототипа является недостаточная качественная очистка водогазонефтяной смеси, происходит это потому, что каждый пузырек газа стремится всплыть вертикально вверх, а при наклонном потоке на пузырек постоянно набегает новая порция водогазонефтяной смеси, заталкивая его вниз. Это при достаточно малом объеме пузырька не дает ему всплыть, то есть разделение водогазонефтяной смеси не происходит. Кроме того, при всплытии на поверхность потока пузырьки образуют стойкую пену плохо поддающуюся последующему разделению.

Задачей изобретения является повышение качества разделения водогазонефтяной смеси.

Поставленная задача решается описываемым способом, разделения водогазонефтяной смеси, включающим перемещение транспортируемого потока водогазонефтяной смеси в ламинарном режиме, разделение его на пучок потоков и, после расслоения каждого потока в пучке на фазы, слияние их в общий поток, новым является то, что транспортируемый поток последовательно перемещают в горизонтальном и наклонном направлениях разделению на пучок потоков подлежит только ядро транспортируемого потока, причем на горизонтальном направлении потоки в пучке перемещают по винтовой образующей, а на наклонном направлении потоки в пучке перемещают параллельно при встречном барбатировании потока на наклонном направлении пузырьками газа с химическим составом, идентичным или эквивалентным отслоенной газовой фазе. Исследования патентной и научно-технической литературы показали, что подобная совокупность существенных признаков на сегодня - является новой и ранее не использовалась, это, в сбою очередь, позволяет сделать заключение о соответствии технического решения критерию "новизна".

.Транспортировка потоков пучка в горизонтальном направлении по винтовой образующей:

- уменьшает путь пробега пузырьков газа до их слияния в укрупненные пузырьки,

- увеличивает удельную поверхность контакта нефть-газ, что ускоряет процесс дегазации нефти и разрушение пен,

- расширяет область сдвиговых деформаций и сокращает область центральной поршневой воды, что приводит к интенсивному разрушению пены,

- придает каждому пузырьку тангенциальное ускорение, способствующее более быстрой транспортировке пузырька к краю потока и осаждению его на формирующие поток стенки.

Транспортировка пучка потоков в наклонном направлении при параллельном перемещении увеличивает длину пробега (относительно потока) барботажных пузырьков, что способствует лучшему слиянию их микропузырьками газа, растворенными в водогазонефтяной смеси. Кроме того, отслоенная фаза воды в каждом наклонном потоке соскальзывает по нижней его части вниз, где скапливается, и в последствии подлежит отбору.

Наличие стенок, формирующих пучок потоков, помогает коалесценции пузырьков, осаждая на себе пузырьки газа и, путем слияния последних, укрупняя.

Применение для барботирования газа с химическим составом, идентичным или эквивалентным отслоенной газовой фазе, позволяет избежать ненужных химических реакций.

Способ осуществляли в следующей последовательности. Половину трубопровода (КДФ) длиной 120 м и диаметром в 1 м разместили в горизонтальном положении, а другую - под наклоном в 3 градуса (в зависимости от рельефа угол наклона может быть от 2 до 4 градусов). В горизонтальном участке трубопровода разместили отцентрованный пучок полиэтиленовых труб, перекрывающий сечение трубопровода на 70%, длина пучка составляла 12 м, габаритный диаметр 0,7 м, пучок свернут по винтовой образующей на половину окружности (шаг полученного бинта 24 м). Внутренний диаметр полиэтиленовых труб для пучка составлял 68 мм. В наклонном участке трубопровода разместили отцентрированный пучок полиэтиленовых труб таких же размеров, только размещенных параллельно друг другу. Внизу наклонного участка трубопровода разместили душевые насадки. Для равномерного распределения газа вход каждой насадки снабдили переменным гидравлическим сопротивлением.

При работе ядро потока водогазонефтяной смеси разделяется на пучок потоков, проходящий внутри и между полиэтиленовыми трубами. В каждом потоке пучка происходит расслоение водогазонефтяной смеси а так как высота потоков сравнительно небольшая, то мельчайшие газовые пузырьки успевают всплыть вверх под верхнюю часть трубы. Одновременно приложенное к каждому пузырьку тангенциальное ускорение создает силу, прижимающую эти пузырьки в формирующей пучок потоков стенки, находясь там под гидростатичным давлением, они сливаются в большие пузырьки, которым, при слиянии пучка потоков в общий, достаточно плавучести для всплытия в верхнюю часть для последующего отбора. Полученный таким образом газ отделяют и подают в трубопровод с душевыми насадками. Последние отрегулированы таким образом, что в процессе работы из каждой идет приблизительно равное количество газа. Истекая из отверстий душевых насадок газ формируется в пузырьки, размеры которых в каждом конкретном случав разные и зависят от вязкости прокачиваемой водогазонефтяной смеси. Когда каждый из пузырьков увеличивается на столько, что сможет оторваться, он всплывает, по пути притягивая микропузырьки из водогазонефтяной смеси. А так как пузырьки всплывают против направления движения потока, то контакт их происходит с большей Массой водогазонефтяной смеси. После касания пузырьком потолка наклонного трубопровода он скользит вверх, сливаясь с другими такими же пузырьками.

Нефть и вода при перемещении по трубопроводу успевает разделиться, причем вода по наклонной части скатывается вниз и там ее отбирают, нефть отбирают из горизонтальной части трубопровода.

Таким образом водогазонефтяная смесь проходит две ступени очистки - на горизонтальном и на наклонном участке трубопровода. При необходимости каждый участок очистки можно повторять необходимое число раз.

Применение изобретения позволяет проводить качественное разделение водогазонефтяной смеси, при этом качество воды доходит до 40-50 мг/л по КВЧ (количество взвешенных механических частиц) и по нефти. При этом снижаются капитальные вложения на 65 %, уменьшаются взаимные перекачки дополнительных объемов пластовой воды.

Концевые делители фаз данной конструкции внедрены в НГДУ "Лениногорскнефть". Более чем двухлетняя эксплуатация подтвердила их высокую эффективность.

Закачка воды в соответствии с коллекторскими свойствами пластов и пропластков, вскрытых как индивидуальным, так и общим забоем при минимальной кольматации пор фильтрующих пород обеспечивает:

- увеличение текущей добычи нефти;

- извлечение из недр нефти, не поддающейся вытеснению

традиционными средствами;

- эффективную выработку как высоко, - так и слабопроницаемых пластов;

- кратное сокращение числа и длительности ремонтных работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;

- осуществление ремонтных работ в экологически чистом вар анте;

- высокоэффективную, экологически чистую утилизацию нефтешламов, извлекаемых из очищаемой воды при минимальных затратах;

- дифференцирование по объему, качеству и сокращение на этой основе общих затрат на очистку закачиваемых вод;

- значительную экономию электроэнергии, затрачиваемую поддержание пластового давления.

Решению о качестве, количестве и технологии закачки вод предшествуют детальный геологический и петрографический анализ пластов, интерференции нагнетательных и добывающих скважин, выбор приемлемой технологии заканчивания скважин бурением, вскрытия пластов и вызова притока.

Эффективность применения каскадной технологии очистки воды в основном связана с:

- вовлечением в разработку пластов низкой проницаемости и увеличением извлекаемых запасов нефти в объеме закачки воды повышенного качества;

- снижением объемов очистки воды по высшему качеству;

- сокращением затрат на электроэнергию для закачки воды из-за снижения темпов роста давления закачки при сохранении приемистости скважин;

- увеличением межремонтных периодов скважин, связанных с ОПЗ, и связанной с этим дополнительной добычей нефти;

- снижением числа порывов водоводов за счет снижения ΔР;

- сокращением затрат на ремонтные работы, связанные с ОПЗ;

- уменьшением объемов шламов при изливах нагнетательных скважин при ремонтных работах;

- снижением числа вновь бурящихся скважин в связи с утратой приемистости пробуренных ранее;

- вовлечением в товарные поставки извлеченной из воды капельной нефти;

- проявлением экологического эффекта от снижения загрязнений окружающей среды при порывах трубопроводов с нефтесодержащими водами;

- исключением проблемы утилизации нефтесодержащих ТВЧ, характерной для других методов очистки и задачки пластовых вод;

- переводом части трубопроводов из высоконапорных в категорию низконапорных;

- снижением доли неэффективных затрат, связанных с бесполезной закачкой воды низкого качества в пласты, куда она поступать не могла в связи с кольматацией пор ТВЧ.

**Рисунок 1. Принципиальная схема каскадной технологии очистки закачиваемых вод**

I - головные очистные сооружения I группы качества воды; 2 - гребенка; 3 - водоводы первой группы качества; 4 - КНС - кустовые насосные станции; 5 - узел доочистки воды второй ступени; 6 - водовод воды второй ступени очистки; 7 - узел доочистки воды третьей ступени; 8 - водовод воды третьей ступени очистки; 9 - узел очистки воды четвертой ступени; 10-13 - нагнетательные скважины, принявшие воду первой, второй, третьей и четвертой ступеней очистки.

**3.4 Описание процесса гидроциклонной установки**

Система гидроциклонного оборудования для процессов отделения песка и удаления нефти была спроектирована для использования при очистке сточных вод, образующихся при добыче нефти, в первую очередь на месторождении Ромашкино, Татарстан, Россия. Конфетные элементы оборудования были выбраны с целью получения заданных уровней удаления нефти и отделения взвешенных твердых частиц. Данная система была рассчитана и, спроектирована для работы с автоматизированной системой регулирующих клапанов для того, чтобы регулировать разгрузку твердых частиц, расход отделяемой нефти и очищенной воды как описано в технических требованиях.

Агрегат гидроциклонной водоочистки был спроектирован для обработки 4000 кубических метров образующихся при добыче нефти сточных вод в сутки. Расчетная величина содержания взвешенных твердых частиц - до 70 мг/л, а свободных капель нефти - до 330 мг/л.

Сточные воды поступают в узел очистки через трубопровод PW-3001-А1 диаметром шесть (6) дюймов при температуре от + 3 °С до + 20 °С и направляются в подающий насос высокого давления. Этот насос - представляет собой центробежный насос c низкой сдвигающей способностью, который повышает рабочее давление в потоке с 207 кПа (манометрическое) до 1034 кПа (манометрическое). Местные операции пуска/остановки на передвижной грузовой платформе осуществляются с помощью ручного выключателя HS-001. После повышения давления сточные воды поступают в первый из двух гидроциклонных аппаратов.

Первый гидроциклон, S-001, представляет собой установленный вертикально сепаратор для отделения твердых материалов от жидкости. Его назначение заключается в отделении твердых материалов от жидкости. В условиях установившегося течения поступающие сточные воды проходят через боковой патрубок (6 дюймов) и распределяются внутренней камерой по 73 гидроциклонным вставкам. Результатом этого является раскручивание твердых частиц и смещение их к стенкам вставки. Твердые частицы плотнее воды и движутся вниз по вставкам в конус сбора твердых частиц. Для установления интервала между выгрузками твердых частиц и продолжительности этой выгрузки используется цифровая панель с двумя таймерами. Как правило, интервал между выгрузками может составлять 2 часа, а продолжительность пребывания в открытом состоянии - 30 сек. Твердые частицы покидают расположенный на грузовой платформе узел по трубопроводу DO-4001-A1 диаметром 2 дюйма и направляются в обеспечиваемую другой стороной систему сбора и удаления твердых частиц с обычным расходом от одного до двух кубометров в сутки. Схема технологического процесса показывает, что в качестве аппроксимации при выборе размера трубопроводов использовалась оценка в 40 кубометров в сутки. Сточные воды со сниженным содержанием твердых частиц, покидающие аппарат S-001, содержат менее 25 мг/л взвешенных твердых частиц. Ожидается расчетное падение давления в аппарате, составляющее 170 кПа (манометрическое).

Второй гидроциклон, S-002, представляет собой расположенный горизонтально сепаратор для отделения воды от нефти. Назначение этого аппарата состоит в удалении нефтяных капель из потока сточных вод. В условиях установившегося течения свободные от твердых частиц сточные воды проходят через нижний патрубок (6 дюймов) и распределяются внутренней камерой по 42 гидроциклонным вставкам. Очищенные воды покидают каждую из вставок в суживающемся (нижнем) конце и перед выходом через выходной патрубок (6 дюймов) собираются в камере. Насыщенный нефтью промывочный раствор образует во вставке ядро и направленное к верхней части вставки противотечение.

Насыщенный, нефтью промывочный раствор покидает верхнюю часть каждой из вставок через отделительную диафрагму. Промывочный раствор из каждой из вставок собирается и вытекает из аппарата через патрубок отделительного кольца. Содержание нефтяных капель в водах, покидающих аппарат S-002, составляет менее 25 мг/л. Очищенная вода покидает систему по трубопроводу с расходом примерно 3900 кубометров в сутки. Регулирование расхода очищенной воды ниже по потоку осуществляется с помощью блока регулирования уровня. Ожидается расчетное падение давления в аппарате, составляющее 390 кПа (манометрическое). Собранный насыщенный нефтью промывочный раствор выходит из грузовой платформы через трубопровод RJ-2001-A1 диаметром 1,5 дюйма с расходом примерно 100 кубометров в сутки. Поток нефти регулируется клапаном давления, который регулируется с помощью блока управления отношением перепадов давления PDRC-005.

P-001

*1*

*2*

*3*

*S-001*

*4*

*S-002*

*5*

*7*

*8*

*6*

**Рисунок 2. Технологическая схема гидроциклонной установки**

1 - насос; 2 - .гидроциклон S-001; 3 - сброс мех. примесей; 4 - панель таймера; 5 - гидроциклон S-002; 6 - сброс в аварийную емкость; 7 - нефть; 8 - отчищенная вода;

**3.7 Выводы**

1. При применение каскадной системе отчистке, она показала высокую эффективность, улучшающего показатели качества воды по ТВЧ и нефтепродуктам в 3-4 раза.
2. Разработанные технологии и средства очистки сточных вод при ровном качестве их подготовки отличаются от зарубежных более высокой надежностью, производительностью и низкими удельными эксплуатационными и капитальными затратами.
3. Более 90 опытов были осуществлены при фильтрации воды после фильтрации нефти и более 40 - через водонасыщенные керны. Водопроницаемость в конце опытов уменьшилось в 226 раз. При прокачке глицерина через высокопроницаемые керны (420 - 867 мД) падение проницаемости составило 20-80 %.

Таким образом, внедрение каскадной подготовки и очистки воды, показали хорошие результаты в процессе опытов, и в последующей эксплуатации в НГДУ «Лениногорснефть».

**4. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА**

**4.1 Техника безопасности и охрана труда при ППД**

При проведении работ по повышению нефтеотдачи должны строго соблюдаться общие требования техники безопасности, вытекающие из действующих правил и инструкций нефтегазодобывающей промышленности. Так, все рабочие, вновь поступающие на предприятие или переводимые с одного участка работы на другой, должны пройти производственный инструктаж по технике безопасности. Содержание инструктажа должно охватывать все виды работ, выполняемых конкретным работником в пределах профессии, на которую он принят на работу.

Находясь на рабочих местах, рабочие должны пользоваться установленной для них спецодеждой, обувью и индивидуальными защитными приспособлениями. Рабочие места и участки работы должны оборудоваться указателями, предупреждающими рабочих об опасностях, а подвижные части механизмов должны ограждаться специальными заградительными щитами. Инструмент, которым пользуются рабочие при проведении работ, должен находиться в исправном состоянии.

Большинство методов повышения нефтеотдачи проводят при высоких давлениях, а поэтому перед применением методов необходима предварительная опрессовка всего оборудования и трубопроводов при надлежащем достаточном оснащении всей системы обвязки трубопроводов исправными приборами (манометрами).

При осуществлении поддержания пластового давления закачкой воды на всех объектах системы ППД – кустовые насосные станции, трубопроводы, скважины – должно быть организовано наблюдение за состоянием их исправности. Не допускается наличие утечек воды и газа.

При обнаружении утечек газа все работы в зоне возможной загазованности должны быть прекращены. Не допускается проведение работ в системе ППД при за

грязнении рабочего места или прилегающей территории нефтью, при отсутствии должного освещения. Не допускается проводить ремонтные работы в системе ППД по замене задвижек, контрольно-измерительных приборов и т.п. при наличии давления. При проведении ремонтных работ в насосных или компрессорных станциях пусковые устройства двигателей должны снабжаться плакатами «Не включать – работают люди». Если возникает необходимость проведения работ на скважинах с нефтегазопроявлением, то должны быть соблюдены правила противопожарной безопасности. Работать следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

При проведении физико-химических методов повышения нефтеотдачи в дополнение к общепромысловым требованиям охраны труда добавляются требования по знанию правил в обращении с химическими реагентами и дополнительные меры безопасности при этом. Так, при заводнении пластов с использованием ПАВ рабочие должны быть обучены правилам обращения с растворами. Не допускается попадание раствора ПАВ на тело и в глаза, поэтому при проведении работ рабочие должны пользоваться защитными очками и резиновыми перчатками. Не допускается стирка спецодежды в территории растворах ПАВ. Не допускается разлив растворов ПАВ на нефтепромыслах и попадание их в озера, реки и т.п. При обнаружении утечек растворов ПАВ в системе ППД закачка раствора незамедлительно должна прекращаться.

Столь же строгие требования предъявляются к работающим при использовании для целей повышения нефтеотдачи кислот или щелочей. Если в результате прорыва трубопровода или неисправностей запорной арматуры произошел разлив химических реагентов на территории промысла, то место, подвергшееся загрязнению, должно быть обозначено щитами с предупредительными надписями и незамедлительно дезактивировано.

По эксплуатации погружных насосных установок при закачке воды в продуктивные горизонты предъявляются следующие требования:

- к эксплуатации погружных насосных установок типа УЭЦНМВ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, соответствующее обучение, производственную стажировку, инструктаж по безопасному ведению работ и проверку знаний по охране труда и технике безопасности;

- рабочие, обслуживающие погружные установки должны знать характеристику применяемого оборудования, систему обвязки погружных насосов, расположение подводящих и напорных трубопроводов;

- при эксплуатации погружных установок встречаются следующие опасные и вредные производственные факторы: высокое давление нагнетания, высокое напряжение питания электродвигателя, высокое содержание в воздухе углеводородов и сероводорода.

**4.2 Противопожарная безопасность**

Пожары на скважинах могут нанести большой материальный ущерб и вызвать несчастные случаи с людьми. Поэтому у устья запрещено пользоваться огнем, курить, включать электрооборудование, проводить сварочные работы. Загорание следует ликвидировать. Пламя можно погасить сбиванием его сильной струей воды или инертного газа, изоляцией от воздуха и т.д.

Загорание ликвидируют с помощью первичного инвентаря пожаротушения, который должен быть на пожарном посту и в автомашине для исследований скважин.

**5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**5.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды при ППД**

Технологические процессы, существующие в нефтяной и газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду и воздух.

Сброс загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промысловые сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод - повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

Внедрение этого мероприятия позволит за счет осуществления замкнутого цикла водопотребления избежать вредного последствия загрязнения водоемов и почвогрунтов при порывах трубопроводов.

Снижению загрязнения на промыслах будут способствовать ликвидация внутрискважинного перетока пластовых вод, осуществление мероприятий по совершенствованию герметизации технологических процессов сбора, подготовки нефти, газа и сточных вод, внедрение методов и средств защиты оборудования от коррозии, блочных установок по дозированию ПАВ и др.

Следует широко использовать рациональные схемы рекультивации земель. Рекомендуемые способы снятия и восстановления плодородного слоя почвы позволят снизить объем земляных работ и, главное, сохранить почвенный покров вокруг скважины.

В НГДУ «Лениногорскнефть» по охране и рациональному использованию водных ресурсов выполняются следующие мероприятия:

- капитальный ремонт водоводов;

- внедрение металлопластмассовых труб;

- использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов (Нефтехим, Викор, Амфикор, СНПХ);

- метод внедрения алюминиевых и магниевых протекторов для защиты от коррозии трубопроводов и запорной арматуры на блоках гребенок;

- исследование и цементирование за контуром, в том числе подъем цемента за контуром;

- герметизация эксплуатационной колонны;

- доподъем цемента за эксплуатационной колонной;

- ликвидация нефтегазопроявлений;

- восстановление плодородного слоя земли на месте аварий методом внесения фосфогипса.

Курсовым проектом предлагается новое мероприятие, которое значительно способствует охране недр и окружающей среды. Внедрение УЭЦН обеспечивает уменьшение вероятности порывов.

При эксплуатации КНС в трубопроводах создается высокое давление и, следовательно, большая вероятность порывов. С переводом на УЭЦН используются трубопроводы с низкими давлениями, протяженность их сокращается, тем самым количество порывов уменьшается.

Строительство кустовой насосной станции по данному мероприятию исключается, следовательно, отсутствуют всевозможные технологические утечки (из-под сальников, с пола насосной станции и др.).

**Список использованной литературы**

1. Тронов В.П., Тронов А.В. «Очистка вод различных типов для использования в системе ППД».- Казань: Фэн. 2001 - 560 с.
2. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра. 1978 - 448 с.
3. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти.- М.: Недра. 1974 - 320 с.
4. Бобрицкий И.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности.- М.: Недра. 1965 - 215 с.
5. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко.- М.: Недра, 1983 – 399 с.