Министерство образования и науки РТ

Лениногорский нефтяной техникум

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**Технология ремонтно-изоляционных работ на примере СНПХ-9633**

2006

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. ВВЕДЕНИЕ

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

2.1 Орогидрография

2.2 Тектоника

2.3 Стратиграфия

2.4 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов

2.5 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

2.6 Режим залежи

2.7 Конструкция скважины

3. ТЕХНИКО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Причины обводнения скважин

3.2 Исследование и определение места притока вод в скважину

3.3 Виды ремонтно-изоляционных работ

3.4 Технологии, применяемые для изоляции водопритока на залежах 302-303 в НГДУ «Лениногорскнефть»

3.5 Технология ремонтно-изоляционных работ на примере СНПХ-9633 на скважине 15403а НГДУ «Лениногорскнефть»

3.5.1 Требования к выбору объектов

3.5.2 Требования, предъявляемые к подготовке скважины перед закачкой СНПХ-9633

3.5.3 Материалы, применяемые в технологическом процессе

3.6 Расчет необходимого количества реагента

3.7 Определение числа и типа специальной техники

3.8 Освоение скважины после ремонта

4. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

4.1 Охрана труда и техника безопасности при КРС

4.2 Противопожарная защита

4.3 Требования безопасности при водоизоляционных работах по закачке СНПХ-9633

5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды в условиях НГДУ «ЛН»

5.2 Результаты использования водоизолирующих материалов на залежи 302-303

ЛИТЕРАТУРА.

**1. ВВЕДЕНИЕ**

В условиях, когда доля трудноизвлекаемых запасов Татарстана неуклонно растет, и превысила в настоящее время 80 % остаточных запасов, в осуществлении поддержания уровня добычи нефти определяющая роль принадлежит применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации разработки нефтяных месторождений. В последние годы однозначно доказана необходимость применения физико-химических МУН, к которым относится закачка композиции ПАВ СНПХ-9633. Поэтому тема дипломной работы, несомненно, актуальна.

Объектом изучения были участки 302, 303 залежи Ромашкинского месторождения. Залежи характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти и интенсивным обводнением скважин.

Целью курсовой работы было изучение и оценка эффективности применения композиций по изоляции водопритоков СНПХ-9633, а также рекомендация дополнительных требований по выбору скважин и участков для проведения работ по ограничению водопритоков.

Отличительной особенностью процесса разработки нефтяных месторождений с искусственным заводнением является прогрессирующее обводнение скважин по мере выработки извлекаемых запасов. В связи с тем, что многие месторождения вступают в более поздние стадии разработки, характеризующиеся высоким обводнением продукции скважин, проблема ограничения отбора воды приобрела в последние годы исключительную актуальность. В условиях резкой фациальной неоднородности продуктивных горизонтов, разработки их сеткой скважин и общим фильтром постепенное обводнение нефтяных скважин является естественным, и значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации скважин.

На характер обводнения добываемой продукции оказывает влияние множество факторов, связанных, с одной стороны, с геологическим строением и коллекторскими свойствами пласта, физико-химическими свойствами нефти и вытесняющей жидкости, с другой – с применяемой системой размещения скважин, технологией их строительства, режимами эксплуатации. В условиях роста депрессий большое число скважин обводняется из-за прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта, нарушения герметичности заколонного пространства, а также из-за подтягивания конусов подошвенной воды. Кроме того, многие залежи нефти приурочены к водонефтяным зонам, где скважины с первых же дней эксплуатации начинают давать обводнённую продукцию. Преждевременное обводнение скважин уменьшает конечную нефтеотдачу и вызывает большие непроизводительные затраты на добычу, транспортирование попутной воды и на борьбу с коррозией промыслового оборудования.

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

**2.1 Орогидрография**

В географическом отношении залежи 302,303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо- Западной оконечности Бугульмино – Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении изучаемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

Ближайшие крупные населенные пункты - районные центры: город Лениногорск – располагается в 12 км на восток и город Альметьевск в 25 км на север от северо-восточной части, изучаемой площади. Непосредственно на площади залежей расположены поселки городского типа - Шугурово, Куакбаш, Зеленая Роща. Остальные населенные пункты сельского типа - это Верхняя Чершила. Нижняя Чершила, Алешкино, Кузайкино, Тукмак и другие. Все населенные пункты связаны между собой широко развитой сетью асфальтированных и грунтовых работ.

Ближайшими железнодорожными станциями являются Бугульма (50 км) и Клявлино (30км) через которые проходит однопутная железнодорожная линия Ульяновск – Уфа. Кроме того, восточнее месторождения проходит железнодорожная линия, соединяющая нефтяные районы Бугульма – Лениногорск – Альметьевск – Акташ-Кама.

Населенные пункты электрофицированны. Электроснабжение осуществляется посредством линии передач от Куйбышевской, Уруссинской, и Заинской ГРЭС.

Местные месторождения твердых полезных ископаемых известняка, гравия, глины, песков – находя широкое применение в качестве строительных материалов.

Климат района умеренно континентальный. Зима (середина ноября-март) умеренно холодная, снежная, с устойчивыми морозами, Средняя температура января -130, -15 0С, в отдельные годы абсолютный минус опускается до –400 - 450 С Снежный покров устанавливается в конце ноября, его толщина в марте достигает 50-60см. Лето (июнь-середина сентября) теплое. Средняя температура самого жаркого месяца июля +180, +200С, может достигать +360 +380С.

Преобладающее направление ветров западное и юго-западное, со скоростью 2 – 5м/сек. В летний период до 14 дней с суховеями. Атмосферные осадки выпадают неравномерно, среднегодовое количество их составляет 400 – 500мм

Замерзание почвы с поверхности наблюдается с октября - ноября по апрель – май месяцы. Средняя глубина промерзания почвы достигает -1метра, минимальная -1,5м Рельеф описываемой территории представляет собой довольно расчлененную равнину с самыми высокими абсолютными отметками у деревни Алешкино (+337м) и на Шугуровском плато (+320м). Минимальные отметки приурочены к речным долинам (+60, +100м).

Реки, протекающие здесь, не судоходны и транспортного значения не имеют. Это река Шешма и ее правые притоки: Лесная Шешма, Каратай, Кувак. Реки текут с юга на север, северо-запад, что обусловлено общим понижением рельефа в этом направлением.

Для обеспечения водой нефтедобывающей промышленности, а так же для промышленных и бытовых нужд используются воды рек и подземные воды пермских отложений.

После добычи нефть в качестве технологического сырья поступает по нефтепроводам на заводы в различные города нашей страны (Уфа, Пермь, Самара и другие), а также на экспорт (нефтепровод Дружба).

**2.2 Тектоника**

В тектоническом отношении основным структурным элементом, контролирующим в современном плане закономерности распределения промышленных скоплений нефти на площадях Ромашкинского месторождения является Южный купол Татарского свода - структура первого порядка. Купол представляет собой крупное платообразное поднятие изометричеческой формы размером около 100х100км.

**Структурный план отложений нижнего карбона**

По кровле продуктивных отложений Серпуховского яруса четко прослеживается крупная структура второго порядка - Шугурово-Куакбашский вал. В пределах изогипс 550-555м - это асимметричное поднятие, вытянутое в субмеридиальном направлении на 18-20км, ширина изменяется от 1,5 до 6,0км, постепенно сужаясь к переклинальным частям структуры. Наиболее приподнятая часть с амплитудой свыше 60м находится в районе Шугуровского поднятия. Восточное крыло структуры, особенно на юге, круче западного.

С юга на север в границах вала выделяется ряд иногда довольно крупных поднятий третьего порядка: Ойкинское, Шугуровске, Сортоводское, Куакбашское. Размеры их колеблются от 60 до 15 метров. Последние в свою очередь осложняются большим количеством более мелких локальных поднятий и прогибов.

Ойкинское поднятие занимает юго-западную переклиналь. Это относительно небольшое (2,5х1,5км) мало – амплитудное (15м).

Шугуровское поднятие в границах изогипсы 530м приобретает в плане вытянутую с юга на север овальную форму с размерами длиной 7,5 –8,0 км, шириной 1,5 – 3,0км. Сводовая часть имеет абсолютную отметку 486-490метров. Амплитуда поднятия до 60 метров. На север и юг поднятие заметно выполаживается до 15 и менее метров.

Сортоводское поднятие занимает южную часть Куакбашской площади, по изогипсе 530метров объединяет ряд более мелких приподнятых участков. Размер поднятий 7,0 х 2,0 км, амплитуда до 20 метров. На юге намечается пологая зона перехода Соратоводской структуры в Шугуровскую.

В пределах Куакбашской структуры в пределах изогипсы 530-540 метров выделяют два замкнутых приподнятых участка с размером 3,0 - 3,5 х 0,5 - 2,0 км, и амплитуда 15 – 10 метров.

Рассмотренные поднятия отделены друг от друга и вышеописанной Сартоводской структуры широтными зонами прогибания с отметками более 535-540 метров,

Далее на север в приклинной части вала в пределах изогипсы 540 – 545 метров выделяется ряд мелких мелкоамплитудных (5-10 м), куполовидных локальных участков.

В пределах Зай – Каратаевской структуры в границах изогипсы 545 м выделяются малоамплитудные (5-10м) поднятия широтного простирания с размерами 4,2 х 0,22 км.

**Структурный план отложений среднего карбона**

На структурном плане по кровле Башкирских отложений на рассматриваемой территории также четко прослеживается Шугурово-Куакбашский вал, к которому и принадлежат 302-303 залежи. С юга на север в его пределах несколько поднятий третьего порядка, которые осложнены более мелкими локальными приподнятыми участками структуры.

Наиболее приподнятое Шугуровское поднятие оконтуривается изогипсой 505м. Размеры этого участка 6,5 х 2,5-1,6 км, амплитуда более30метров. Сводная часть осложнена двумя небольшими куполами и по кровле Башкирского яруса с отметкой 500метров имеет размеры 2,0 х 2,0-1,5 км, амплитуда до 30метров.

В строну склонов структуры отмечается заметный перепад в отметках от 473 метров до 543 метров на восточном склоне (на расстояние 2,0 км) и до 512 метров на западном крыле (на 3,5 км)

На севере Шугуровского поднятие ограничивается пологой зоной прогибания с отметками более –510 метров. На юге также отмечается плавный переход в сторону Ойкинского поднятия, которые характеризуются небольшими размерами (2,5 х 1,25 м), амплитуда его порядка 5-7 м.

Сортовское поднятие, ограниченное изогипсой –510метров. В плане представляет структуру близкую к изометрической форме. В ее западной части четко выделяется локальное поднятие северо-восточного простирания. В пределах изогипсы -505метров, оно имеет размеры 3,7-0,8 км, амплитуду 17 метров. В центральной и восточной частях структуры намечается пологое залегание поверхности Башкирских пород с отметками 500-510 метров.

Здесь образуются замкнутые мало амплитудные поднятия. На северо-востоке намечается субширотная зона прогибания с отметками ниже –510 метров.

В пределах Куакбашского участка вала, в его наиболее приподнятой центральной части, на фоне общего гипсометрического понижения выделяются небольшие (0,5 –1,5 х 0,25-1,0 км) поднятие.

**2.3 Стратиграфия и литология**

В геологическом строении Шугуровско-Куакбашской площади принимает участие кристаллический фундамент и платформенный чехол. Кристаллический фундамент сложен метаморфическими породами архейской группы. Осадочный чехол включает отложения девона, карбона, перьми и четвертичной систем. На поверхность обнажаются четвертичные и верхнеказанские отложения. Более древние образования вскрыты многочисленными скважинами. Общая мощность осадочного чехла около 2000 м. Из них 75% приходится на карбонатные и 25% на терригенные породы.

Вопросами корреляции и стратиграфической идентификации разрезов скважин занимались многие исследователи. Эти вопросы отработаны достаточно хорошо, поскольку в разрезе, по данным ГИС, присутствует большое количество реперных пластов, имеющих площадной характер распространения. Поэтому, достаточно однозначно выделяются интервалы залегания продуктивных пластов.

**Каменноугольная система – С**

В пределах 302-303 залежей отложения каменноугольной системы представлены карбонатными отложениями нижнего и среднего отделов.

**Нижнекаменноугольный отдел – С1**

**Серпуховский ярус – С1srp**

В составе яруса выделяются тарусский, стешевский и протвинский горизонты. Литологически отложения представлены известняками и доломитами кристаллически зернистыми, часто кавернозными и трещиноватыми.

Верхняя граница яруса (протвинский горизонт) проводится по резкой смене нижнекаменноугольной фауны (фораминифер, брахиопод и кораллов) среднекаменноугольными. На электрокаратажных диаграммах этой границе отвечает подошва репера С31-15. Продуктивная часть серпуховского яруса -протвинский горизонт (залежь 303), представлена известняками и доломитами зернистыми, светло-серыми, сахаровидными. Толщина горизонта 36-57 м.

В основании яруса залегают плотные известняки и доломиты общей мощностью иногда до 25 м. Однако, не всегда подошва яруса отбивается достаточно четко. Этой части разреза соответствует электрорепер С31-12. Толщина серпуховского яруса в целом составляет 116-157 м.

**Среднекаменноугольный отдел – С2**

Среднекаменноугольные отложения повсеместно залегают со стратиграфическим несогласием на породах серпуховского яруса. В среднем карбоне выделяют два яруса: башкирский и московский. Общая толщина среднекаменноугольных отложений 255-375 м.

**Башкирский ярус – С2bsch**

По подошве башкирского яруса залегают плотные глинистые известняки и доломиты толщиной до 4-8 м. На электрокаратажных диаграммах этой части разреза соответствует репер С1-15.

В литологическом отношении ярус, в основном, сложен известняками органогенными, органогенно-обломочными, микрозернистыми, брекчиевидными и доломитами, кавернозными и трещиноватыми.

Продуктивная часть разреза сложена пористыми известняками, толщина которых колеблется от 2 до 16 м. В кровельной части они перекрываются плотными глинистыми известняками (до 3 и более метров, Rp С2-18). В Шугуровском типе разреза пачка пористых известняков представлена в более сокращенном виде. Толщина яруса изменяется от 6 до 36 м.

**2.4 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов**

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Ромашкинского месторождения к 1980 году было выявлено более 200 залежей и установлена нефтеносность 14 горизонтов. В том числе на рассматриваемых площадях Шугуровско-Куакбашской зоны доказано наличие промышленных скоплений нефти в терригенно-карбонатных коллекторах турнейского яруса, бобриковского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта – отложений нижнего и среднего карбона.

В нижне и среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части Миннибаевской террасы – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. Нефтепроявления в этом районе приурочены, в основном, к отложениям серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и по разрезу.

**Нефтеносность отложений нижнего карбона (залежь 303)**

**Серпуховский ярус**

Промышленная нефтеносность этих отложений (в объеме протвинского горизонта) впервые доказана в 1943 году на Шугуровском месторождении. В дальнейшем его продуктивность получила подтверждение на Ойкинском и, в основном, Шугуровско-Куакбашском поднятии.

Залежь в серпуховских отложениях до 1981 года опробовали в 34 скважинах, в том числе в 11 совместно с башкирским ярусом. В 21 из них получили притоки нефти с дебитом от 0,1 до 30 т/сут. В остальных 10 – нефть с водой и в 3 скважинах – вода.

Имелись скважины, которые довольно стабильно работали в течение нескольких лет, что подтвердило наличие в серпуховских отложениях промышленных скоплений нефти. Продуктивная часть разреза на 303 залежи в основном представлена двумя пористо-трещиноватыми интервалами (пластами). Обладая довольно хорошими коллекторскими свойствами, они образуют единый природный резервуар, приподнятая часть которого представляет собой ловушку, где сформировались скопления нефти массивного типа.

**Нефтеносность отложений среднего карбона (залежь 302)**

**Башкирский ярус**

В настоящее время уже доказана его региональная нефтеносность не только в пределах рассматриваемой юго-западной части Ромашкинского месторождения, но и на многих других площадях Татарстана. Промышленная разработка залежи башкирский яруса ведется на месторождениях западного склона Южного купола. В плане залежь 302 совпадает с выше рассматриваемой залежью 303 серпуховского возраста и также контролируемая крупной брахиантиклинальной структурой северо-восточного простирания – Шугуровско-Куакбашским валом.

Залежь до 1981 года опробовали в 55 скважинах, из них в 32 получили притоки чистой нефти, в 20 – нефть с водой и только в 3 скважинах получили приток воды или воды с признаками нефти. Последние скважины, как правило, вскрыли башкирские отложения на низких гипсометрических отметках и находятся за контуром нефтеносности.

Большинство положений по особенностям распределения коллекторов, покрышек, степени насыщения, определение ВНК и др., изложенные выше для серпуховских отложений, также характерны для залежей башкирского возраста. Стоит отметить, что 302 и 303 залежи обладают вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Исходя из этого 302, 303 залежи являются одним объектом разработки.

Границы 302 и 303 залежей, приуроченных к данным отложениям, проведены по линии ВНК на отметках –540,1 м (скв.410) в северной части и -540,0 м (скв.533) в южной части. ВНК имеет наклонную плоскость с юга на север. Средняя абсолютная отметка ВНК по залежам составляет -543м. При определении положения ВНК, главным образом, использовались данные испытания скважин. По большинству из них, с учетом характера распределения пористо-проницаемых пропластков в интервале перфорации и диапазона нефтеносности по данным геофизических исследований, этаж нефтеносности залежей достигает 70-90 метров.

Начальная средняя нефтенасыщенная толщина по 302 залежи – 6,4 м, по 303 – 12 метров.

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и, в основном, сосредоточены в серпуховских отложениях.

Коллекторские свойства по пористости и проницаемости представлены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Геолого-промысловые параметры залежи 302-303**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Залежь | |
| 302 | 303 |
| Средняя глубина,м | 875 | 892 |
| Тип залежи | Массивная | |
| Тип коллектора | Порово-трещинный-кавернозный | |
| Площадь нефтегазоносности, тыс. м2 | 256938 | 152454 |
| Общая толщина средняя, м | 10,2 | 17,2 |
| Средне взвешанная нефтенасыщенная толщина, м | 5 | 8,8 |
| Пористость , доли ед. | 0,124 | 0,141 |
| Начальная нефтенасыщенность, доли ед. | 0,758 | 0,788 |
| Проницаемость нефтенасыщенная, мкм2 | 0,086 | 0,145 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,596 | 0,663 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 3186 | 5100 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 7,1 | 7,4 |

**2.5 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды**

Исследование физико-химических свойств пластовых нефтей проводилась по пластовым пробам в отделе исследования нефтей ТатНИПИнефть и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ПД-3 и исследовались на установках УИПН-2 и АСМ-300 по общепринятой методике. Вязкость нефти определялась вязкозиметром ВВДУ (вязкозиметр высокого давления универсальный) и капилярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пинкометрическим способом. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хромотографах типа ЛХМ-8М, ХРОМ-5.

Поверхностные пробы исследовались в нефтесырьевой лаборатории ВНИИУСа согласно следующим ГОСТам: плотность нефти-ГОСТ-3900-85, сера-ГОСТ-377-75, вязкость-ГОСТ-377-66, содержание в нефти парафина определялось по методике ВНИИНП.

Всего по залежам по состоянию на 2002 год отобрано и проанализировано: пластовых - 239 проб, поверхностных - 59 проб. По горизонтам отобранные пробы распределились следующим образом. (табл.2)

**Таблица 2**

**Распределение отбора проб по залежи**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ярус | Количество проб | |
| пластовых | поверхностных |
| Башкирский | 148 | 41 |
| Серпуховский | 91 | 18 |

При расчете средних значений параметров проводилось отбраковка данных анализов в результате некачественного отбора проб. Ниже приводится краткая характеристика нефти, воды и газа по ярусам.

**Башкирский ярус**

Исследование свойств нефти башкирского яруса в пластовых условиях проводилось по 148 пробам, отобранным из 38 скважин. Среднее значение основных параметров нефти, полученных по результатам анализов проб следующие: давление насыщения - 1,4МПа, газосодержание – 5,9 м3/т, объемный коэффициент – 1,034, динамическая вязкость составляет 43,63 мПа\*с. плотность пластовой нефти – 877 кг/м3, пластовая температура – 230С. По данным анализов поверхностных проб нефти башкирского яруса относятся к группе тяжелых нефтей – плотность в поверхностных условиях составляет 908,6 кг/м3. По содержанию серы – 3,11%масс и парафина – 3,0%масс нефть является высокосернистой, парафинистой. Кинематическая вязкость при 200С составляет 109,9 мПа\*с.

По химическому составу подземные воды башкирских отложений хлоркальциевого типа. Общая минерализация вод колеблется от 7,5 до 258,6 г/л, плотность 1005,0-1180,0 кг/м3,вязкость 1,03-1,84мПа\*с. (табл.3)

Состав газа – азотный. Газонасыщенность 0,08-0,9 м3/т. Присутствует сероводород в количестве 0,006 м3/т, объемный коэффициент – 1,0001.

**Серпуховский ярус**

Исследования свойств нефти серпуховского яруса в пластовых условиях проводилось по 91 пробам, отобранным из 22 скважин. Среднее значение основных параметров нефти, полученных по результатам анализов проб следующие: давление насыщения – 1,3 МПа, газосодержание – 4,72 м3/т, объемный коэффициент – 1,032, динамическая вязкость составляет 52,87 мПа\*с. Плотность пластовой нефти – 883,8 кг/м3, сепарированной – 906,8 кг/м3, пластовая температура 230С. По данным анализов поверхностных проб нефти серпуховского яруса относятся к группе тяжелых нефтей – плотность в поверхностных условиях составляет 917,3 кг/м3. По содержанию серы – 2,6%масс и парафина – 5%масс нефть является высокосернистой, парафинистой. Кинематическая вязкость при 200С составляет 109,4 мПа\*с. Подземные воды серпуховских отложений представлены двумя типами: сульфатно-натриевыми и хлоркальциевыми (по В.А.Сулину). Сульфатные воды в основном связаны с процессами выщелачивания гипсов и ангидритов. Общая минерализация колеблется от 12,6 до 23,0 г/л, плотность 1009,6-1175,0 кг/м3, вязкость 1,03-1,8 мПа\*с. (табл.5)

Также присутствует сероводород в количестве 0,008 м3/т. Состав газа – азотный. Газонасыщенность 0,09-0,12 м3/т. объемный коэффициент – 1,0003.

Из-за наличия в водах серпуховских и башкирских отложений серы и сероводорода необходимо предусмотреть защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии.

Наиболее полные результаты исследований свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях, физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти, физико-химические свойства пластовых вод, содержание ионов и примесей в пластовых водах представлены в таблицах 3-7, по каждому из горизонтов даны средние значения параметров, диапазон их изменения.

Общая минерализация подземных вод серпуховских и башкирских отложений изменяется в течение года от 0,7 до 258 г/л, удельный вес – с 1005,0 до 1180,0 кг/м3. Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что пластовые воды этих залежей неоднородны.

Свойства пластовых нефтей и газа практически не оказывают влияния на выбор марки реагента по ограничению водопритока. При выборе состава закачиваемого реагента наиболее важным является пластовая температура, минерализация (плотность) попутно извлекаемой воды.

Из-за отсутствия результатов поверхностных и пластовых проб воды отобранных на изучаемых участках, нет возможности обнаружить различие между ними.

**Таблица 3**

**Физические свойства пластовых вод 302 залежеи**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| Газосодержание, м3/т | 0,13 | 0,13 |
| в т.ч. сероводорода,м3/т | 0,006 | 0,006 |
| Вязкость, мПа\*с | 1,03-1,8 | 1,1 |
| Общая минерализация,г/л | 7,5587-158,605 | 56,689 |
| Плотность, кг/м3 | 1005-1180 | 1040 |

**Таблица 4**

Содержание ионов и примесей в пластовых водах 302 залежи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| CL- | 55,16-4141,8 | 893,21 |
| SO42- | 0,0-81,51 | 37,53 |
| HCO3- | 0,4-13,4 | 5,39 |
| Ca2+ | 9,9-677,3 | 83,21 |
| Mg2+ | 1,55-168,02 | 38,48 |
| K++Na+ | 93,82-3144,15 | 731,72 |

**Таблица 5**

**Физические свойства пластовых вод 303 залежеи**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| Газосодержание, м3/т | 0,14 | 0,14 |
| в т.ч. сероводорода,м3/т | 0,008 | 0,008 |
| Вязкость, мПа\*с | 1,03-1,8 | 1,1 |
| Общая минерализация,г/л | 17,775-229,0226 | 47,105 |
| Плотность, кг/м3 | 1009-1175 | 1036 |

**Таблица 6**

**Содержание ионов и примесей в пластовых водах 303 залежи**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| CL- | 164,58-3982,5 | 694,42 |
| SO42- | 0,03-90,89 | 50,41 |
| HCO3- | 0,0-14,26 | 5,76 |
| Ca2+ | 13,06-600 | 66,44 |
| Mg2+ | 11,29-162,13 | 34,84 |
| K++Na+ | 218,26-3092,74 | 601,32 |

**Таблица 7**

**Свойства пластовой нефти**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | | Серпуховский ярус | Башкирский ярус |
| Среднее значение | |
| Давление насыщения газом, МПа | | 1,3 | 1,4 |
| Газосодержание, м3/т | | 4,72 | 5,9 |
| Плотность, кг/м3 | в пластовых условиях | 883,8 | 877 |
| сепарированной нефти | 906,8 | 898,7 |
| в поверхностных условиях | 917,3 | 908,6 |
| Вязкость, мПа\*с | | 52,87 | 43,62 |
| Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании врабочих условиях, доли единиц | | 1,032 | 1,034 |
| Содержание сероводорода в попутном газе, м3/т | | 0,008 | 0,006 |
| Пластовая температура, 0С | | 23 | |

**2.6 Режим залежи**

Подземные воды серпухово-башкирских отложений приурочены в основном к пористым и трещиновато-кавернозным породам. Водоупором в пределах этого комплекса служат глины и аргиллиты башкирского яруса и нижней части верейского горизонта. В этом комплексе начинается смена хлоридных вод на сульфатные.

Глубина залегания водоносных горизонтов колеблется в пределах 640-1000 м. Статические уровни устанавливаются на положительных абсолютных отметках, дебиты скважин, давших при опробовании воду, в основном составляют 0,7-20 м3/сут., начальное пластовое давление – 6,8-7,9 МПа.

По данным многих исследователей описываемая территория относится в геоморфологическом отношении к Бугульминско-Шугуровскому плато и является областью питания не только пермских, но и каменноугольных отложений.

Тектонические движения и зоны разломов обусловили глубокую инфильтрацию поверхностных вод (вплоть до протвинских отложений). По некоторым оценкам, влияние инфильтрации сказывается на глубине 800-900 м. Это подтверждается значительно меньшей минерализацией подземных вод среднекаменноугольных и серпуховских отложений, более низким положением верхней границы зоны распространения рассолов хлоркальциевого типа, меньшим содержанием микрокомпонентов (кроме сероводорода) по сравнению с водами тех же отложений близлежащих районов и другими данными. Раскрытость структур в этом районе подтверждается и преобладанием азота в составе водорастворенного газа.

По данным К.Н.Доронкина, распределение пластового давления в палеозойских отложениях Татарстана с глубиной близко к линейному. Это свидетельствует об отсутствии в разрезе аномально высоких или низких давлений. Тектонические движения и зоны разломов, вероятно, послужили причиной стравливания избыточного давления и тем самым проникновения хлорид кальциевых вод из отложений девона и карбона. Поднятие хлорид кальциевых вод так же возможно по затрубному пространству скважин при отсутствии цементного камня за колонной.

Некоторые исследователи считают, что хлорид кальциевые рассолы проникли в серпуховско-башкирские отложения снизу вместе с нефтью, в процессе формирования этих залежей и залегают линзами среди сульфатных вод, не перемешиваясь с ними. Этому способствует наличие вязких нефтей, невыдержанность коллекторских свойств пород, а также наличие сильно развитой, в основном вертикальной, системы трещин.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что вода на участках может быть различна по составу, а это должно повлиять на выбор марки реагента по ограничению водопритока.

В пределах Бугульминского плато, по данным В.Г.Герасимова, областью разгрузки подземных вод пермских, верхне- и нижнекаменноугольных отложений является долины реки Шешмы и ее притоков. Региональный сток направлен в сторону Камско-Кинельской системы прогибов.

Таким образом, существует гидродинамическая связь водоносных горизонтов серпуховско-башкирских отложений как между собой, так и с выше и ниже лежащими водоносными горизонтами. Степень этой гидродинамической связи на разных участках различна, что подтверждается разнообразием вод по общей минерализации и содержанию основных компонентов, и зависит от степени трещиноватости и кавернозности карбонатных пород, наличия водоупоров и других причин.

Приуроченность залежей нефти к областям питания подземных вод, высокие коллекторские свойства продуктивных пластов, гидродинамическая связь серпуховских и башкирских отложений предопределили водонапорный характер их режима, а также интенсивное обводнение скважин. Несмотря на продолжительный период эксплуатации месторождения, пластовое давление изменилось незначительно (6,6-7,0 МПа).

**2.7 Конструкция скважины**

Рассмотрим основные конструкции скважин, применяемые при строительстве на залежах 301-303.

Первый способ – это строительство скважины в один этап:

- направление 426(324) мм, глубина спуска 60-90 м;

- кондуктор 324(245) мм, глубина спуска 250-300 м;

- эксплутационная колонна 168(146)мм, глубина спуска - до забоя скважины.

Второй способ - это строительство скважин в два этапа:

- спуск 146 мм (168 мм) э/колонны до кровли продуктивного пласта;

бурение открытого ствола диаметром 124(144) мм. В случаях наличия неустойчивых пород - мергелей, глин, гипсов в открытый ствол спускается хвостовик диаметром 104(114)мм.

Для обеспечения нормальных условий бурения, заканчивания и эксплуатации скважин, а также защиты обсадных колонн от наружной коррозии, выполнения требований охраны недр, тампонажный раствор поднимается до устья, а за эксплуатационной колонной – как минимум с перекрытием башмака кондуктора.

По типу используемой при проводке скважины промывочной жидкости интервалы бурения можно разделить на несколько участков:

участок бурения под направление и кондуктор, применяется ЕВС (естественная водная суспензия) или глинистый раствор для предотвращения размыва верхних неустойчивых пород;

при бурении под э/колонну в качестве промывочной жидкости используют ЕВС, но за 10 м до кровли верейского горизонта, с целью обеспечения безаварийной проводки ствола скважины, необходим переход на раствор, и бурить на нем до интервала спуска э/колонны;

вскрытие продуктивного горизонта осуществляется в режиме минимальной репрессии на полимерных, полимер-карбонатных, полимер-коллоидных (раствор Селихановича) растворах и др.

Наиболее частое осложнение, встречающееся при бурении скважин, заключается в полной или частичной потере циркуляции из-за имеющих место зон поглощения в вышележащих пластах. Кроме того, имеют место участки с высоким пластовым давлением выше и нижележащих пластов, что может привести к проявлению, выбросу или открытому фонтану.

**3. ТЕХНИКО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**3.1 Причины обводнения скважин**

В период работы залежи на водонапорном режиме отборы нефти могут удерживаться на одном уровне. Пластовое давление вначале немного снижается, а затем держится на одном уровне выше давления насыщения, поэтому газовые факторы низки и не изменяются во времени. Под действием постоянного напора краевых вод, происходит постепенные подъёмы водонефтяного контакта и обводнение добывающих скважин.

С момента ввода скважин в эксплуатацию вокруг забоя образуется зона пониженного давления. В этой зоне нефть, связанная вода и зёрна породы под действием упругих сил начинают расширятся, создавая дополнительное давление, способствующее движению нефти к забоям скважин. Продолжающийся отбор нефти расширяет зону пониженного давления, освобождая другие силы на значительных расстояниях от добывающих скважин. Постепенно зона снижения давления распространяется на водоносную часть пласта, вследствие чего происходит высвобождение упругих сил расширяющейся воды и зерён породы на огромной площади. Создаваемый ими напор способствует движению воды в направлении зоны отбора. В результате начинается внедрение воды в залежь и неравномерное перемещение водонефтяного контакта. В связи с резкой неоднородностью продуктивного пласта вода по наиболее проницаемым каналам прорывается к забоям скважин, способствуя их преждевременному обводнению. Вследствие этого возрастает процент обводнённости продукции.

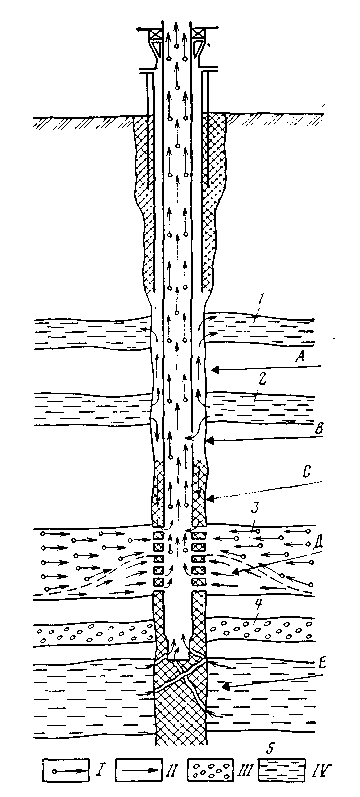
При разработке нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период её освоения, по окончании бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации.

Причины прорыва посторонних вод: недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, вследствие чего не достигается полного разобщения нефтеносных горизонтов от водоносных;

Нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины; обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт; дефект в эксплуатационной колонне, вследствие недоброкачественного металла (наличие в теле обсадных труб трещин, раковин);

Разрушение колонны в процессе освоения скважины, повреждение колонны при текущем и капитальных ремонтах.

Определяющую роль при разработке залежей массивного типа имеет вертикальная трещиноватость.



**рис.1 Возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины.**

I – продукция скважины;

II – вода;

III – нефть в изолированном пласте;

IV – вода в изолированном пласте;

А – переток воды между пластами;

B – прорыв верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне;

C – прорыв верхних вод через дефект в цементном камне:

D – подошвенные воды;

E – нижние воды, поступающие через дефект в цементном стакане.

**3.2 Исследование и определение места притока вод в скважину**

Исследование скважины проводят с целью установления профиля притока жидкости из пласта, определения характера притока жидкостей через нарушения в эксплуатационной колонне, а также контроля технического состояния обсадной колонны и качества цементного кольца в заколонном и межколонном пространствах.

Скважины исследуют для:

– выявления и выделения интервалов негерметичности обсадных колонн и цементного кольца за ними;

– изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка ствола;

-- выявления заколонных перетоков;

– контроля расположения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, искусственного забоя, инструмента, спущенного для ремонтных операций, вспомогательных мостов, изолирующих патрубков;

– оценки качества промежуточных операций и ремонта в целом.

В процессе эксплуатации происходит обводнение скважины. Чтобы произвести изоляцию поступающих в скважину вод необходимо определить источник обводнения. При выявлении источников обводнения продукции наилучшие результаты дают геофизические исследования в действующих скважинах. Наиболее информативны исследования высокочувствительным термометром, механическим и термокондуктивным расходомерами, датчиками состава – влагомерами, плотномерами, резистивиметром. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Во всех случаях обязательные комплексы включают высокочувствительную термометрию и механическую расходометрию.

Привязка замеряемых параметров по глубине осуществляется с помощью локатора муфт и ГК, а в последующем можно привязывать глубины только по локатору муфт. При обводнённости продукции 90% и более, определить какой, из пластов, вскрытый перфорацией, является источником поступления воды в скважину в большинстве случаев возможно по наибольшей производительности. Для этого достаточно провести исследование механическим расходомером и термометром. Термометр позволяет судить о том, является ли причиной обводнения продукции заводнение пласта или же вода поступает к интервалу перфорации по негерметичному заколонному пространству из ниже или вышележащих водоносных пластов.

Объяснение принципа работы высокочувствительного термометра: с глубиной наблюдается закономерное возрастание температуры, определяемое внутренним теплом Земли. Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом. За величину геотермического градиента в практической работе принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия, на 100м глубины. Геотермический градиент пропорционален тепловому сопротивлению породы, которое отражает литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин. Этим вызваны изменения геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы относительно вертикали. Изучение тепловых свойств горных пород возможно, как в скважине, обсаженной колонной, так и не обсаженной. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. По данным термометрии неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость – в эксплуатационных и поглощающих – в нагнетательных), а также при решении других геолого-технических задач, связанного с исследованием технического состояния скважин. Решение перечисленных задач производится путём сравнения геотермы, (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, находящейся в режиме температурного равновесия с окружающими породами) с термограммами работающих скважин.

Наличие в скважине притока жидкости фиксируется температурной аномалией за счёт эффекта, вызванного дросселирования газа или нефти в продуктивном пласте (эффект Джоуля-Томпсона). При движении жидкости на фоне изменения геотермического градиента за счёт дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02 –0,03 °С. Расходометрия заключается в изменении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в неё на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров.

С их помощью решаются следующие основные задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, восстановленных – выделяют наличие перетока по стволу скважины между перфорированными пластами, изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделённых неперфорированными интервалами; строят профили притока или приёмистости по отдельным участкам или пласта в целом. Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера (ДГД) является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через неё проходит поток жидкости, заставляющий её вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту её вращения. Чем выше дебит , тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную её величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком (СТД) основанные на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Измерительная установка термокондуктивного расходомера состоит из помещённой в поток непрерывно подогреваемой электрическим током спирали и скважинного термометра для измерения её температуры.

Место притока флюида в скважину отмечается уменьшением температуры. Термокондуктивные расходомеры (СТД) достаточно чувствительны к притокам с малым дебитом, надёжны в эксплуатации и не чувствительны к выносу песка потоком жидкости. Однако с помощью этих расходомеров нельзя проводить количественные оценки интенсивности потока при неоднородных жидкостях. Профиль притока можно получить только при однокомпонентной жидкости.

В скважинах с обводнённостью менее 90% по диаграммам притока жидкости не всегда можно выделить перфорированный пласт, из которого поступает вода. В этих скважинах, кроме рассмотренных методов, обязательный комплекс включает в себя изучение состава жидкости в стволе влагомером или индукционным резистивиметром при обводнении продукции соответственно до и выше 50% и гамма-плотномером, который может применяться во всём диапазоне изменения обводнённости.

Механизированные скважины часто не удается исследовать в период эксплуатации и измерения проводятся в процессе возбуждения компрессором после остановки скважины и подъёма глубинного оборудования.

Обычно в таких скважинах источник обводнения в пластах определяют с помощью электротермии в комплексе с дебитометрией. Для этого в скважину спускают НКТ на 50 м выше перфорированных пластов, оборудованные воронкой, а на глубине 700, 900 м от устья устанавливают пусковые муфты (d=2-2.5 мм). Записывают контрольные (базисные) замеры термометрии, затем снижают уровень жидкости в скважине с помощью компрессора, прокачивая воздух через муфты. Давление в стволе скважины снижается, и пласт начинает работать; жидкость из пласта поступает в скважину.

Производят замеры термометром и дебитомерами (СТД и ДГД) в работающей скважине. После нескольких часов работы скважины (2-3 часа) записывают ещё один замер, термометром и расходометрией (СТД и ДГД), сравнивая замеры в работающей скважине с базисными, определяют место притока жидкости в скважину.

**3.3 Виды ремонтно-изоляционных работ**

Особое значение в ограничении добычи попутной воды, повышении охвата пластов заводнением и увеличением нефтеотдачи играют водоизоляционные работы. Роль их в процессе разработки месторождений постепенно возрастает. Ремонтно-изоляционные работы применяются для решения следующих основных задач:

Регулирование выработки пластов неоднородного расчленённого эксплуатационного объекта путём изоляции обводнённых пластов и прослоек.

Для снижения водопритоков (ограничение водопритоков).

Для обеспечения охраны недр и природных ресурсов при эксплуатации нефтяных месторождений ("изоляция по охране недр и природных ресурсов").

Изоляционные работы, проводимые для решения ряда специальных задач по доразведке, возврату на другие горизонты ("специальные работы").

Изоляция обводнившихся пластов приводит к уменьшению неоднородности, что позволяет повысить коэффициент заводнения и, следовательно, нефтеотдачу.

Изоляционные работы являются одним из наиболее мощных рычагов регулирования разработки, а отключение высокопроницаемых обводнённых пластов из эксплуатации является условием обеспечения высокой нефтеотдачи и достижения высоких технико-экономических показателей разработки.

При изоляционных работах приходится выполнять изоляцию верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных вод по отклонению отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Изоляцию верхних вод, если они проникают из пласта через дефект в эксплуатационной колонне, осуществляют:

– заливкой водоцементного раствора через дефект в колонне и последующим разбуриванием цементного стакана;

– заливкой водоцементного раствора с последующим вымыванием излишка раствора;

– спуском дополнительной предохранительной колонны с последующим цементированием;

– установка пакеров.

Если вода поступает по заколонному пространству через отверстия фильтра, то фильтр скважины (на высоту продуктивного пласта) изолируют песчаной пробкой и при необходимости создают цементный стакан. Если верхняя граница должна располагаться ниже дефекта в колонне или перфорационных отверстий, из которых поступает вода.

Изоляция нижних вод зависит от места их проникновения в эксплуатационную колонну. При попадании их через цементный стакан на забое скважины из пласта последний разбуривают до забоя и промывают. После этого его цементируют. Нижние воды, проникающие через дефекты вдоль эксплуатационной колонны, можно изолировать через специальные отверстия, предварительно перфорируемые в колонне между продуктивным и водонасыщенным пластом.

При использовании разбуриваемого пакера поступают следующим образом. В скважину на заливочных трубах спускают пакер и устанавливают его между фильтром скважины и специально перфорируемыми отверстиями в колонне. После герметизации кольцевого пространства нагнетают воду в заливочные трубы и промывают каналы в заколонном пространстве, по которым происходил ток жидкости. При этом промывочная вода поступает в заколонное пространство через перфорированные отверстия и, пройдя по заколонным каналам, выходит в пространство над пакером. После промывки по заливочным трубам закачивают цементный раствор, который продавливают через перфорированные отверстия в промытые заколонные каналы. Давление продавки должно быть не менее 5 МПа на 1 м высоты цементного кольца. В результате сеть имеющихся трещин заполняется цементным раствором.

После продавливания давление снижают, скважину закрывают на ОЗЦ. ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента. Повторно вскрывают продуктивный пласт с помощью кумулятивного или гидропескоструйного перфоратора. Для изоляции подошвенных вод создают в призабойной зоне пласта водонепроницаемый экран закачкой цементного раствора в трещины образованные при ГРП пласта в нужном сечении, либо заполнением цементом кольцевых щелей, созданных с помощью уплотнённой кумулятивной или гидропескоструйной перфорации.

После этого ниже перфорационных отверстий создают цементную пробку, а затем в образовавшиеся щели нагнетают цементный раствор, для чего устанавливают пакер выше перфорированных отверстий на заливочных трубах. Далее вымывают лишний раствор, удаляют пакер и при необходимости повторно перфорируют. Для отключения перфорированного интервала наиболее часто применяют колонну-летучку.

Важнейшей задачей эксплуатации обводнённой скважины является определение необходимости и своевременное осуществление мероприятий по изоляции каналов водопритока или отключению обводнённых пластов.

Осуществление ремонтно-изоляционных работ в каждой скважине зависит от степени рациональности происходящего в ней обводнения. При нерациональном обводнении в скважину поступают воды, не вытесняющие или почти не вытесняющие нефть. К видам нерационального обводнения скважин относятся:

Обводнение скважин посторонними водами (нижние, верхние);

Обводнение подошвенными водами, проникающими к фильтру по кольцевому пространству;

Обводнение скважин из маломощного высокопроницаемого интервала продуктивного пласта.

**3.4 Технологии, применяемые для изоляции водопритока на залежи 302-303 в НГДУ «Лениногорскнефть»**

**1. «Дисин»**

Инвертная дисперсия «Дисин» применяется для селективной изоляции водопритока и увеличения продуктивности скважин. Сущность комплексного воздействия заключается в следующем: в скважины, на которых произошел прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах обеспечивают надежную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а следовательно устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части ПЗП, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей пленки, соляная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в ПЗП Нефрасом, который с одной стороны агрегативно доразрушает пленку кольматирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твердую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, с другой стороны, - удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте, «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

**2. Нефтебитумный продукт (НБП)**

НБП представляет собой сложную смесь углеводородов различного структурно-группового состава и их гетеропроизводных, обладающих широким спектром физико-химических свойств, обуславливающих их стабильность и реакционную способность. Закачка нефтебитумного продукта с заданными фильтрационными характеристиками в обводненный пласт повышает эффективность вытеснения нефти за счет:

мицеллярного строения нефтебитумного продукта и его поверхностно - активных свойств, обуславливающих его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон, в разработку включаются не охваченные заводнением зоны пласта и пропластки;

в результате блокирования промытых зон обводненной части пласта создаются необходимые депрессии для включения не охваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;

в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии дляизвлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта.

Технология разработана для закачки НБП в нагнетательные и добывающие скважины, эксплуатирующие обводненные (обводненность 80 %) слоисто-неоднородные терригенные и карбонатные коллектора нефтяных месторождений.

**3. Водонабухающий полимер (ВНП)**

Для изоляции водоносных пластов, ликвидации перетоков в затрубном пространстве, «языковых» прорывов вод и выравнивания контура заводнения разработана технология применения ВНП, способного многократно увеличить свой объем (набухать) в водных средах, не переходя в жидкое состояние, оставаясь гелем, но увеличивающимся в объеме не менее чем в 60-80 раз.

Молекулярное строение ВНП условно представляется единой макромолекулой «сшитой» из молекулярных цепочек. Цепочки и связи образуют упругую сетку, которая скручена и плотно упакована. При взаимодействии с водой упругие цепочки и связи молекулы раскручиваются и расправляются. Гель начинает набухать до тех пор, пока молекулярные цепочки не исчерпают свою упругость.

**КРР**

Зарубежный опыт эксплуатации продуктивной зоны горизонтальных скважин показал, что характеристики притока нефти в большинстве скважин являются крайне не совершенными: 75% притока приходятся на первые 30% протяженности горизонтального ствола. Результатом традиционной технологии заканчивания скважин скважин - с обеспечением сплошного отбора продукции из всей прродуктивной зоны является низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Невозможность создания необходимой депрессии для удаленных участков горизонтальной продуктивной зоны приводит к неравномерной и неполной выработке запасов и, при близком расположении водоносных горизонтов в начальном (30%) участке скважины, преждевременному подтягиванию воды.

Одним из вариантов заканчивания скважины является разобщения продуктивной зоны на ряд участков без цементирования обсадной колонны в этой зоне. Такие технико-технологические схемы могут быть реализованы путем использования заколонных гидравлических проходных пакеров.

Анализ зарубежного опыта и промысловых данных по эксплуатации горизонтальных скважин, построенных по указанной выше технологии, а также имеющиеся геофизечиские материалы показывают, что для

создания условий максимального нефтеизвлечения необходим новый подход к системе заканчивания и крепления горизонтального участка скважины.

Принципиально новый технико-технологический комплекс КРР-146 для крепления пологих и горизонтальных скважин, разработанный в ООО НТЦ «ЗЭРС» в тесном сотрудничестве со специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» предусматривает достижение эффективной эксплуатации горизонтальных скважин с ограничением содержания воды и газа в добываемой продукции.

Для этих целей, горизонтальный участок ствола скважины не цементируется и разделяется с помощью заколонных проходных пакеров на несколько разобщенных друг от друга зон в интервале продуктивного пласта с возможностью многократного регулирования сообщения этих зон с полостью эксплутационной колонны.

Комплекс КРР-146 обеспечивает проведение следующей совокупности технологических операции в процессе крепления, освоения и эксплуатации горизонтальных скважин:

герметичное разобщение горизонтального участка скважины на отдельные зоны с помощью заколонных гидравлических проходных пакеров, заполняемых твердеющими полимерными материалами или маслом;

размещению между пакерами механичиски управляемых - открываемых и закрываемых - колонных фильтров;

проведение операции пакеровки скважины и регулирования колонных фильтров с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на НКТ и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями;

проведение селективной изоляции;

раздельный ввод участков ствола скважины, в зависимости от велечины проницаемости.

Комплекс колонной оснастки типа КРР-146 включает в себя следующие технические средства (см.рис.2):

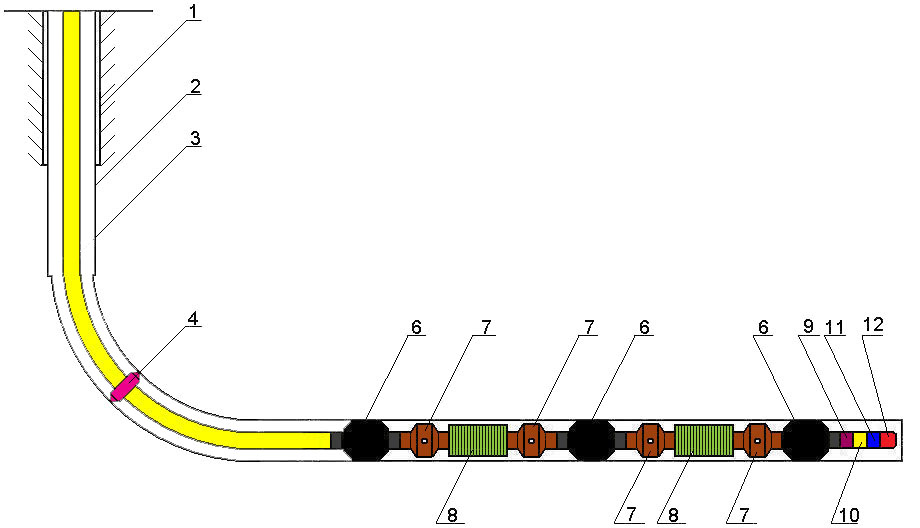


Рис.2 Комплекс КРР-146

1. Кондуктор
2. Промежуточная колонна
3. Эксплутационная колонна диаметром 146мм
4. Цетраторы жесткие
5. Муфта проходная цементировачная
6. Пакер проходной гидравлический ПГУП-146
7. Скважинный управляемый клапан КРР.146.03
8. Фильтр скважинный управляемый КРР.146.02
9. Пакер ПГМП1 146-2 или пакер КРР-146.01
10. Обратный клапан ТОК-146
11. Фиксатор МЦП-220
12. Доливное устройство ДУ-146
13. Башмак БОК-146

Впервые в отечественной практики КРР-146 применялся в «Сургутнефтегаз» на 14 скважинах.

На рис 3. представлена схема КРР котрые использованы на горизонтальных скважинах №1 и №2 в НГДУ «Лениногрскнефть» состоящая из:

Кондуктор

Промежуточная колонна

Эксплутационная колонна диаметром 146мм

Пакер

Фильтр скважинный управляемый КРР.146.02, закрытый

Фильтр скважинный управляемый КРР.146.02, открытый

Нефть

Вода

Нефть с водой

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами, к сожалению в одной скважине эксплутационная колонна оказалась не герметичной. На обоих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 1.01.04г. первая скважина работает со следующими параметрами: Дебит жидкости 8,1м3/сут, нефти 4,8т/сут, обводненность составляет 41%. (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами - дебит жидкости 15,2м3/сут, нефти 0,8т/сут, обводненность 94,7%.). Дополнительная добыча составляет 90т за 22,5 дня рабоы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно необходимо повторно происследовать скважины на определения интервалов поступления воды и открыть другие фильтра.

**5. СНПХ – 9633**

Технология предназначена для улучшения показателей разработки добывающих скважин в залежах с неоднородными карбонатными коллекторами при пластовых температурах 20-400С и различной минерализацией попутно – добываемых вод.

Технология основана:

на способности углеводородного раствора ПАВ при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой (селективная изоляция);

на повышение эффективности кислотной обработки путем блокирования зон с повышенной проницаемостью за счет образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закаченных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны (направленная кислотная обработка).

Варьирование состава углеводородной композиции позволяет проводить кислотные обработки как в сочетании с длительной блокировкой высокопроницаемых водонасыщенных зон пласта, так и временной (на период проведения кислотной обработки). В последнем случае после реакции кислоты с породой пласта и снижением ее активности, устойчивость и вязкость эмульсионных систем резко падает, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее блокированных зон.

Состав закачиваемого реагента (марка реагента) подбирается, исходя из типа и минерализации (плотности) попутно извлекаемых вод, концентрации используемой кислоты и цели обработки (временная или длительная изоляция обводненных пропластков).

В зависимости от плотности извлекаемых вод для селективной изоляции следует использовать следующие марки реагента:

**Таблица 8**

**Зависимость применяемой марки реагента от плотности пластовой воды**

|  |  |
| --- | --- |
| Марка реагента | лотность вод, обводняющих скважину, кг/м3 |
| СНПХ – 9633 В1 | 1015-1060 |
| СНПХ – 9633 В2 | 1050-1130 |
| СНПХ – 9633 А | 1130-1185 |

**3.5 Технология ремонтно-изоляционных работ с применением СНПХ-9633 на примере скважины 15403а НГДУ «Лениногорскнефть»**

**3.5.1 Требования к выбору объектов применения**

При выборе объектов для обработки композицией СНПХ-9633 рекомендуется руководствоваться следующими требованиями:

Скважины, в которых продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами. Тип коллектора – трещиновато – поровый (наличие трещин является положительным фактором).

Наличие значительных остаточных запасов нефти.

Высокая обводненность извлекаемой продукции (свыше 90 %, желательно более 94 %).

Герметичность эксплуатационной колонны.

Снижение текущего дебита скважины в процессе работы при неизменном пластовом давлении. Предпочтительный дебит скважины до обработки – не более 5 м3/сут.

Наличие приемистости скважины перед обработкой ориентировочно на уровне 20-100 м3/сут.

Отсутствие непосредственно перед обработкой реагентом СНПХ-9633 закачки высоковязких систем (гипан, пиропофтесернокислотная смесь и др.).

По возможности минимальная депрессия на пласт в ходе эксплуатации (желательно не выше 1 МПа, особенно после обработки).

**3.5.2 Требования, предъявляемые к подготовке скважины перед закачкой СНПХ-9633**

Определить дебит скважины, обводненность продукции, плотность и состав попутно-добываемой воды, пластовое, забойное и буферное давление, коэффициент продуктивности.

Заглушить скважину.

Поднять подземное оборудование.

Провести комплекс ГИС по определению технического состояния эксплуатационной колонны, чистоты текущего забоя и источника обводнения.

При необходимости промыть скважину водой.

При выявлении по результатам исследований неисправностей в техническом состоянии (негерметичность э/к, наличии заколонных перетоков, отсутствие зумпфа и др.) их необходимо устранить.

Спустить технологические трубы на глубину на 1-2м ниже нижнего перфорационного отверстия.

Определить приемистость скважины и давление нагнетания.

Если давление нагнетания превышает давление раскрытия трещин (гидроразрыва) в коллекторах или оно составляет более 9 МПа, снизить его методами ОПЗ (кислотная ванна).

Если давление нагнетания превышает допустимое на колонну, и его невозможно снизить указанными методами, то работы по закачке СНПХ-9633 следует вести с применением пакера. Колонна должна быть прошаблонирована, а место посадки пакера подготовлено.

Для проведения работ по ограничению водопритока с использованием реагента СНПХ-9633 совместно со специалистами НГДУ «Лениногорскнефть» была подобрана скважина №15403а.

**Таблица 9**

**Исходные данные по скважине 15403а**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №п/п | Геолого-технологические параметры |  |
| 1 | Дата ввода в эксплуатацию | 18.02.1978г. |
| 2 | Тип коллектора | Трещиновато-поровый |
| 3 | Начальный дебит по нефти, т/сут | 3,5 |
| 4 | Начальный дебит по жидкости, м3/сут | 4,7 |
| 5 | Начальная о7бводненность, % | 3,2 |
| 6 | Отобрано запасов с начала эксплуатации перед проведением изоляционных работ, т | 18356 |
| 7 | Пластовое давление, МПа | 6,4 |
| 8 | Искусственный забой, м | 1125 |
| 9 | Дебит нефти перед проведением изоляционных работ, т/сут | 1т/сут |
| 10 | Дебит жидкости перед проведением изоляционных работ, м3/сут | 10м3/сут |
| 11 | Обводненность скважины перед проведением изоляционых работ, % | 77% |
| 12 | Интервал перфорации, м | 758-766 |

**3.5.3 Материалы, применяемые в технологическом процессе**

Реагент СНПХ – 9633 ТУ 39-05765670-ОП-180-93 представляет собой раствор композиции поверхностно – активных веществ в углеводородном растворителе и отличается составом анионного компонента.

Характеристика реагентов приведена в таблице 10.

**Таблица 10**

**Характеристика реагентов**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Единица измерений | Значение показателя |
| Внешний вид | Визуально | Однородная прозрачная жидкость темно-коричневого или зеленого цвета |
| Плотность при 200С, в пределах | кг/м3 | 800-930 |
| Вязкость при 200С, не выше | мПа\*с | 3,0 |
| Температура застывания, не выше | 0С | - 30 |

Реагент готовится в соответствии с техническими условиями, поставляется и закачивается в скважину в товарном виде.

Вода пластовая (девонская) хлоркальциевого типа, плотностью ~ 1180 кг/м3. Кислота соляная ингибированная ТУ 6-01-046-89-381-85-92.

При давлении нагнетания ниже 45атм, закачка производится с добавлением наполнителя - глинопорошка, количество которого определяется в зависимости от приемистости скважины и давления нагнетания.

**3.6 Расчет необходимого количества реагента**

Согласно указаниям по расчету СНПХ, приведенным выше, на 1м. перфорированной толщины пласта рекомендуется 3-3,5м3 реагента СНПХ.

Vр=V0\*h (1)

Где Vр – объем реагента, необходимого для изоляции вод;

V0 - объем реагента на 1м. перфорированной толщи пласта;

h – интервал перфорации.

Vр=3\*(766-758)=24м3 (2)

на скважинно-обработку.

В связи с низкой приемистостью и низким давлением нагнетания

необходимо произвести изоляцию водопритока с использованием наполнителя – глинопорошка, количество которого выбирается исходя из приемистости скважины и давления нагнетания. При подготовительных работах приемистость скважины составила - 480м3/сут при 25атм. Соответственно следуя инструкции по применению реагента при такой приемистости необходимо 4-6т глинопорошка, в качестве наполнителя.

С целью повышения эффективности обработки добывающих скважин реагентом СНПХ-9633 в последние годы стали вводить порциями, чередуя их с минерализованной водой плотностью 1040 – 1070 кг/м3 . Это делалось для увеличения зон смешения реагента с водой и облегчения формирования эмульсии в пористой среде.

Распишем технологию проведения процесса:

4м3 реагента СНПХ-9633 и 0,8-1,2т сухого глинопорошка;

4м3 воды плотностью 1,04-1,07 г/см3

Повторяем п.1, п.2 четыре раза.

8м3 СНПХ-9633

Продавка реагента в пласт производится технической водой удельным весом 1,04-1,07г/см3.

Рассчитаем объем продавочной жидкости:

Объем продавочной жидкости определяется из следующего расчета:

Объем НКТ плюс 2-6м3 (если объем закаченного реагента менее 20м3)

Объем НКТ плюс 4-10м3 (если объем закаченного реагента более 20м3)

Соответственно при наших условиях выбираем:

Vжид продавки=Vнкт + 6м3 (3)

где Vжид продавки – объем продавочной жидкости, Vнкт – объем НКТ (м3)

Vнкт=V’нкт\*L (4)

где V’нкт – объем одного метра НКТ, L – глубина спуска, м

V’нкт=πR2 (5)

Где R – внутренний радиус НКТ,

R=(D-δ)/2 (6)

где D-диаметр НКТ, δ – толщина стенки.

R=(73-5,5)/2=31мм=0,031м

V’нкт=3\*14\*0,0312=3,017\*10-3м3

Vнкт=3,017\*10-3\*758=2,3м3

Vжид прод=2,3+6=8,3м3≈8м3

Соответственно нам необходимо 16м3 пластовой воды удельным весом 1,04-1,07г/см3 на закачку самого реагента, 8м3 на продавку реагента и 8м3 на определение приемистости перед началом работ. Всего 32м3. СНПХ-9633 марки В-1 в количестве 24м3, согласно выше приведенному расчету. Глинопорошка в качестве наполнителя 4т.

При резком возростании давления более чем на 30/40% сократить количество продавочной жидкости между циклами с 4 до 1м3, а если это не поможет, качать без разделительных оторочек.

Оставить скважину на реагирование не менее чем на 24часа.

**3.7 Определение числа и типа специальной техники**

Определяем тип и число специальной техники, необходимой для проведения изоляционных работ, исходя из рассчитанного количества реагента. Для нагнетания реагента выбираем наиболее распространенный цементировочный агрегат ЦА-320 в количестве двух единиц. Под доставку и перемешивание глинопорошка, необходим СМН-20. Рассчитанный объем реагента и технической воды доставляется на скважины с помощью автоцистерн АЦ. Нам потребуется АЦ-8 в количестве 4 единиц для минерализованной воды и 3 единицы АЦ-8 под СНПХ-9633.

**3.8 Освоение скважины после ремонта**

После проведения изоляционных работ проводят освоение скважин. Освоением скважины называется комплекс работ по вызову притока жидкости и газа из пласта в эксплуатационную скважину.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с таким расчётом, чтобы пластовое давление превышало забойное. Достигается это двумя путями:

уменьшением плотности жидкости, находящейся в скважине;

снижением уровня жидкости в скважине.

В первом случае жидкость в скважине может быть заменена на следующие:

– глинистый раствор на воду, затем на нефть;

– минеральная вода – на пресную воду, затем на нефть;

– эмульсионный раствор на углеводородной основе – на нефть.

Количество нефти – для замены должно быть не менее объёма эксплуатационной колонны.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов:

свабированием или тартанием желонкой;

сжатым газом или воздухом;

спуском и откачкой жидкости электропогружными или штанговыми насосами.

Свабирование заключается в постепенном снижение уровня жидкости, заполняющей скважину, при помощи сваба. Для подготовки скважины к свабированию спускают НКТ до интервала перфорации. Каждую трубу перед спуском шаблонируют шаблоном, т.к. диаметр манжет сваба на 1–2 мм меньше диаметра НКТ.

Сваб спускают в трубы на стальном канате диаметром 16, 19 мм. При спуске шариковый клапан открыт, что позволяет свабу свободно погружаться в жидкость. При подъёме сваба клапан закрывается и столб жидкости, который находится над свабом, выносится наверх. Во избежание обрыва каната максимальная глубина спуска сваба под уровень жидкости в скважине не должна превосходить допустимых нагрузок на канат, обычно сваб спускают под уровень жидкости на

глубину 150 – 350 м. При свабировании уровень жидкости в скважине снижается, соответственно снижается забойное давление, что вызывает приток жидкости из пласта. Для снижения уровня жидкости используют и желонки. Желонку изготавливают из НКТ или обсадных труб, длинной 6 –12 м. Верхний конец её открытый и снабжён "головкой" для прикрепления стального каната. Внизу находится клапан тарельчатого типа, открывающийся вверх. Желонку спускают на стальном канате. Тартание производят с помощью передвижного подъёмника или лебёдки.

Для снижения уровня жидкости с помощью закачки азота, в скважину спускают НКТ выше интервала перфорации на 50 м с “пусковыми” муфтами. Сущность метода заключается в нагнетании азота в кольцевое пространство между трубами и колонной. Азот вытесняет жидкость, заполняющую скважину и одновременно газирует жидкость, тем самым, уменьшая её плотность. Для нагнетания азота применяются передвижные компрессоры СД–9–11.

Недостаток этого способа: маленькая производительность компрессора и время снижения уровня увеличивается до 5–7 часов.

Анализ эффективности селективной изоляции скважин

Основным реагентом (использующимся для изоляции водопритока в НГДУ «Лениногорскнефть», начиная с 1990г., является реагент СНПХ-9633 - это углеводородный раствор ПАВ, который при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, способен образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой, а также а повышать эффективность кислотной обработки путем блокирования зон с повышенной проницаемостью за счет образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закаченных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны (направленная кислотная обработка).

Основными достоинствами данной технологии являются:

- композиции на углеводородной основе при взаимодействии с низкопродуктивной частью пласта не образует водонефтяные эмульсии и соответственно не блокирует их, а при взаимодействии с высокопродуктивной частью частично блокирует, тем самым выравнивая профиль приемистости и ограничивая приток из водонасыщенной части пласта..

Недостатком этого метода является – высокая стоимость реагента. Поскольку в последнее время увеличивается доля скважин с горизонтальными открытыми стволами, которые имеют большую протяженность порядка 200-350м, что для данных залежей увеличивает вероятность наличия большего числа трещин по которым прорывается подошвенная вода. Для ограничения водопритока в таких скважинах необходимо большее количество реагента и наполнителя, что соответственно приводит к удорожанию работ.

Не последнее место при изоляции водопритока на залежи 302-303 является применение в качестве изоляционного материала НБП - сложную смесь углеводородов различного структурно-группового состава и их гетеропроизводных. Суть метода заключается в следуещем:

мицеллярного строения нефтебитумного продукта и его поверхностно - активных свойств, обуславливающих его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон, в разработку включаются не охваченные заводнением зоны пласта и пропластки;

в результате блокирования промытых зон обводненной части пласта создаются необходимые депрессии для включения не охваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;

в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии для извлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта..

Главное преимущество НБП – высокая запечатывающая способность, которая наиболее эффективно при изоляции наиболее крупных «трещин». Использование этого реагента позволило получить прирост по нефти на скважинах, на которых не получили эффекта после закачки таких реагентов как СНПХ-9633, Дисин и др. Правда и по продолжительности эффекта он наиболее низкий, что является его недостатком. Возможна она связана с образованием большого количества дополнительных систем искусственно создаваемых трещин, в результате большего давления нагнетания при закачке реагента, из-за его большой вязкости и добавления в качестве наполнителя цемента. – это явление подверждается увелечением коэффициентом продуктивности после проведения изоляционных работ на большинстве скважин.

Хорошие показатели эффективности были получены от применения – технологии Дисин.

Сущность комплексного воздействия заключается в следующем: в скважины, на которых произошел прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах обеспечивают надежную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а следовательно устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части ПЗП, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей пленки, соляная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в ПЗП Нефрасом, который с одной стороны агрегативно доразрушает пленку кольматирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твердую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, с другой стороны, - удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте, «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

Преимуществом Дисина является его низкая вязкость, что при закачке уменьшает вероятность образования исскуственной системы трещин. К недостатку можно отнести тот фактор, что при закачке используется соляноя кислота, что неблагоприятно влияет на матрицу породы. Возможно поэтому успешность у Дисина самая низкая из 31 скважино-обработок по 10 скважинам не получено эффекта. Однако его низкая стоимость и самая большая дополнительная добыча делают его достаточно привлекательным для проведения изоляционных работ на залежи 302-303.

На основании проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

По СНППХ-9633:

На 1.01.04 дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 648т, при сокращении попутно-добываемой воды ~ т, причём эффект продолжается в 33% скважин. Средняя длительность эффекта – более 464 дней. Успешность метода - около 70 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,5 т/сут.

По НБП:

На 1.01.04 дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 386т, при сокращении попутно-добываемой воды ~ 957т, причём эффект продолжается в 46% скважин. Средняя длительность эффекта – более 287 дней. Успешность метода - около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,2 т/сут.

По Дисину:

На 1.01.04 дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 443т, при сокращении попутно-добываемой воды ~ 167т, причём эффект продолжается в 46% скважин. Средняя длительность эффекта – более 376 дней. Успешность метода - около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 0,7 т/сут.

По КРР-146:

На рис 3. представлена схема КРР котрые использованы на скважинах №1 и №2 состоящая из:

Кондуктор

Промежуточная колонна

Эксплутационная колонна диаметром 146мм

Пакер

Фильтр скважинный управляемый КРР.146.02, закрытый

Фильтр скважинный управляемый КРР.146.02, открытый

Нефть

Вода

Нефть с водой

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами, к сожалению в одной скважине эксплутационная колонна оказалась не герметичной. На обоих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 1.01.04г. первая скважина работает со следующими параметрами: Дебит жидкости 8,1м3/сут, нефти 4,8т/сут, обводненность составляет 41%. (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами - дебит жидкости 15,2м3/сут, нефти 0,8т/сут, обводненность 94,7%.). Дополнительная добыча составляет 90т за 22,5 дня рабоы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно необходимо повторно происследовать скважины на определения интервалов поступления воды и открыть другие фильтра.

**4. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА**

**4.1 Охрана труда и техника безопасности при ПиКРС**

В задачи охраны труда на нефтегазодобывающих предприятиях входит выявление, ослабление и устранение производственных опасностей и профессиональных вредностей, ликвидация причин производственных несчастных случаев и профессиональных заболеваний работающих, оздоровление условий труда, предупреждение аварий, взрывов и пожаров, обеспечение охраны природы, защита соседних населённых пунктов и предприятий от неблагоприятных и опасных влияний.

Ответственность за обеспечение охраны труда на нефтяных промыслах возложена на руководство НГДУ, руководителей участков и подразделений.

Систематический контроль за проведением мероприятий по созданию безопасных условий труда, по профилактике травматизма, аварий, взрывов и пожаров предусматривает проверку условий труда путём комплексного или инспекторского обследования, повседневного надзора и административного постоянного наблюдения.

Производственный несчастный случай происходит на производстве внезапно в течение короткого промежутка времени. В результате несчастного случая у пострадавшего возникает увечье или травма, вызывающая нетрудоспособность из-за явных или скрытых повреждений тканей, органов или расстройства функций организма.

Различают производственные травмы механические, тепловые, химические, электрические, лучевые и комбинированные. Потеря трудоспособности пострадавшим бывает временной или постоянной (инвалидность, смерть). По исходу различают несчастные случаи лёгкие, тяжёлые и смертельные, по числу пострадавших – одиночные и групповые.

Нарушения здоровья из-за длительного воздействия на работающих профессиональных вредностей приводят к профессиональным заболеваниям.

К производственным опасностям и профессиональным вредностям на нефтегазодобывающих предприятиях относятся: неблагоприятные метеорологические условия, движущиеся, токоведущие и нагретые части оборудования, вредные вещества (яды, пыль), опасные излучения, шум, вибрация, горючие и взрывоопасные вещества, падающие, разлетающиеся при авариях части сооружений и установок, падение работающих и др. Нельзя считать эти опасности и вредности неизбежно связанными с добычей нефти и попутного газа. Они проявляются из-за несовершенства технологии и техники добычи, неудовлетворительной организации труда, плохого качества строительно-монтажных работ и других причин.

Большое значение для борьбы с травматизмом имеет изучение причин происшедших несчастных случаев.

Пострадавший или очевидец несчастного случая немедленно должен сообщить о нём руководителю работ (мастеру, начальнику участка, цеха). Последний обязан немедленно организовать первую помощь пострадавшему и известить о несчастном случае медицинский пункт, руководство НГДУ и профком.

Не позже 24 часов после несчастного случая проводится расследование его комиссией в составе начальника участка или цеха, инспектора по охране труда и инженера по технике безопасности. На основании расследования несчастного случая, вызвавшего потерю трудоспособности у пострадавшего не менее чем на один рабочий день, составляется акт в трёх экземплярах по статической форме Н–1.

Овладение технологией и техникой добычи нефти включает серьёзное изучение вопросов охраны труда и развитие навыков безопасной работы. Повышение производственной квалификации персонала сопровождается возрастанием умения работать с соблюдением правил безопасности, углублением знаний опасных моментов при работе и необходимых предупредительных мер.

Рабочие, поступающие на работу, а также переводимые на работу по новой профессии, проходят обязательный инструктаж – вводный и на рабочем месте в объёме не менее 10 часов со сроком стажировки под руководством опытного работника в течение 1–5 рабочих смен. Инструктаж проводят инженеры по технике безопасности, специалисты из здравпункта, пожарной охраны, горноспасательной части, мастера, начальники участков.

После инструктажа и стажировки рабочие допускаются к самостоятельной работе только после проверки их знаний специальной комиссией. Знания ИТР по правилам безопасности также проверяются комиссией через каждые 3 года. Сведения об инструктаже, стажировке и проверке знаний заносятся в индивидуальные карточки для работающих и учётные журналы для ИТР, лаборантов.

Безопасность труда в большей степени зависит от совершенства технологии добычи нефти и уровня технической оснащённости нефтегазодобывающего предприятия. Более безопасными считаются непрерывные закрытые механизированные и автоматизированные технологические процессы добычи, сбора и первичной обработки продукции нефтяных скважин. Нормативы по технике безопасности для нефтедобывающего оборудования чётко определяют его назначение, условия использования, рабочие параметры, срок службы, межремонтные периоды, требования к механической прочности, герметичности, надёжности, ограждению опасных зон, оснащению КИП, регуляторами и арматурой, стойкости к агрессивному и абразивному воздействию, устойчивости к опрокидыванию, а также предельно допустимые температуры нагрева или охлаждения, уровень шума, амплитуды вибрации.

Ремонт скважин отличается многообразием и трудоёмкостью выполняемых работ, наличием многих опасных моментов. Основными причинами несчастных случаев являются неправильные или опасные приёмы работы, неисправность оборудования и инструмента, плохая подготовка рабочего места, неудовлетворительная организация обучения и инструктажа рабочих, отсутствие технического надзора за работой.

Технологические процессы при ремонте скважин очень разнообразны. Специализированные бригады по ремонту скважин выполняют спуско-подъемные операции, обследование, чистку пробок, свабирование, освобождение прихваченных насосоно-компрессорных труб, изоляционные работы и крепление пород призабойной зоны, ремонт и исправление скважин, ловильные работы и др. Все эти работы должны быть механизированы. Для этого применяют стационарные вышки и мачты, самоходные агрегаты, талевые системы, приспособления и инструменты.

На основании накопленного опыта ремонта скважин разработан комплекс мероприятий по технике безопасности. Составные части этого комплекса касаются технологии и оборудования, подготовки и содержания рабочих мест, организации труда и создания нормальной производственной обстановке. Основным условием безопасного проведения ремонтных работ является тщательное выполнение подготовительных операций, к которым относятся: погрузка, разгрузка и транспортировка частей оборудования, инструмента и приспособлений, подготовка площадки у скважины, устройство фундаментов, размещение оборудования на площадке, предварительный осмотр и проверка исправности оборудования и инструмента, установка мачт, крепление оттяжек, устройство полов, мостков, стеллажей, оснастка и смазка талевого механизма и др.

Передвижной агрегат для ремонта скважин должен быть оснащён необходимыми механизмами и приспособлениями, обеспечивающими безопасность работ. Органы управления и приборы сосредотачиваются на пульте, расположенном в удобном и безопасном месте. Работающему на пульте должна быть обеспечена хорошая видимость устья скважины, мостков, люльки верхового рабочего, пути движения талевого блока. Ко всем устройствам, требующим постоянного наблюдения и периодической смазки, обеспечивается безопасный доступ. Агрегат оборудуется световой и звуковой сигнализацией. Он должен иметь необходимую устойчивость и габариты, обеспечивающие безопасное его передвижение по территории.

Подъёмное сооружение рассчитывают на грузоподъёмность, вдвое превышающую вес максимального груза при ремонте скважины. Вышки и мачты должны быть укреплены не менее чем 4 оттяжками из стального каната диаметром не менее 16 мм с винтовыми стяжками для ликвидации образующейся слабины. Они образуются безопасными лестницами и площадками с перилами. Рабочая площадка на устье скважины размером 4х4 м со сплошным и ровным настилом из досок толщиной не менее 50 мм обеспечивает удобное и безопасное выполнение работ.

Для ремонта скважин специально сконструированы, выпускаются и применяются комплекты оборудования (АзинМаш, МСПД, АПР, и др.). Надёжность и безопасность работы талевой системы зависят от конструкции талевого каната, шкивов, блоков и приспособлений. Для ремонта скважин чаще всего используют канаты компаунд левой крестовой свивки диаметром от 18,5 до 31 мм с шестью прядями из проволок диаметром 0,75–2 мм и с органическим сердечником. Эти канаты гибки, износоустойчивы и не раскручиваются. Их расчётное разрывное усилие колеблется в широком диапазоне с учётом прочности материала. Канаты бракуются при обрыве 10% проволок или износе наружных проволок до 40% их диаметра. Отношение диаметра шкива к диаметру каната должно быть не менее 35, чтобы напряжения изгиба не были чрезмерными.

Большое значение в отношении техники безопасности имеет способ крепления неподвижного конца талевого каната. Из многих приспособлений, разработанных для этой цели, наиболее совершенным является приспособление конструкции б. Гипронефтемаша, позволяющее делать перепуск каната. Разработаны также устройства для регистрации работы каната, рубки каната, крепления каната к барабану лебёдки и др.

Для изменения направления перемещения талевого каната и устранения опасности опрокидывания спуско-подъёмного сооружения при чрезмерных усилиях применяют оттяжные ролики различной конструкции.

Бригада по ремонту скважин должна иметь необходимый набор приспособлений, устройств и инструмента. Рекомендуются для применения направляющий ролик ко второму поясу вышки, ограничитель подъёма талевого блока, вилка для укладки труб на стеллажи, направляющая воронка, приспособление, предотвращающее скручивание талевого каната, приспособление для центрирования труб и для размещения их за пальцем, клапан для спуска жидкости из насосных труб, безопасный круговой ключ для штанг, приспособление для подтаскивания труб, лоток для предохранения резьбы трубы, перемещаемой по мосткам, приспособление против разбрызгивания жидкости, выливающейся из поднимаемых труб, подкладная вилка для удержания труб, крючок для подвески штропов, автоматический затаскиватель рабочей трубы в шурф, элеваторы, клиновые захваты (спайдеры),трубные ключи, подвески для машинных ключей, приспособление для правильной намотки каната на барабан лебёдки, приспособление, предотвращающее перетирание каната о барабан лебёдки, ловильные инструменты ( колокол, метчик, фрезер, райбер, труболовка, ловильный клапан, крючок, удочка, канаторезка), вспомогательный инструмент (гаечные ключи, кувалды, молотки, зубила, секачи, тележки, гидравлические домкраты и др.).

Кроме того, предусматриваются специальное оборудование для автоматического замера длины спускаемой в скважину колонны труб, индукционный дефектоскоп для каната, безопасные трубные накаты, предохранительные пояса для работ на высоте, осветительные установки для ночных работ, приспособление для безопасного крепления промывочного шланга, укрытие для членов бригады, приспособление для безопасной сварки, предохранительные пластины к насосу, автоматические отключатели электродвигателей насосов.

Порядок безопасного выполнения ремонтных работ определяют правила и инструкции по технике безопасности. Запрещено выполнять эти работы при силе ветра в 6 баллов и более, во время ливня, грозы, сильного снегопада и тумана с видимостью менее 100 м.

**4.2 Противопожарная защита**

Нефть и попутный нефтяной газ являются горючими и взрывоопасными веществами. По пределам воспламенения, температуре вспышке и температуре самовоспламенения они относятся к весьма взрывоопасным (нижний концентрационный предел взрываемости менее 10% по объёму в воздухе) и легко воспламеняющимся (температура вспышки до 45° С) веществам. В связи с этими требуется строгое соблюдение мер пожарной безопасности.

Взрыв или пожар могут возникнуть при следующих необходимых условиях: наличие горючего в определённом соотношении с воздухом (в пределах взрывоопасных концентраций), появление источника или импульса воспламенения с достаточной для зажигания энергией.

Отсутствие хотя бы одного из этих условий исключает возможность горения – быстрого пламенного окисления с большим выделением тепла и продуктов сгорания (газы, пары, сажа, дым).

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, самовозгорание пирофоров (отложения сернистого железа, промасленная ветошь, сажа, уголь и др.).

Строго запрещается пользование огнём на пожароопасных объектах. Огневые работы (газопламенная резка, сварка) проводятся по специальному разрешению при тщательной подготовке, гарантирующей пожарную безопасность. Чтобы исключить высекание искр при ударах, пользуются омеднённым слесарным инструментом, спецобувью без стальных гвоздей и подковок, выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания снабжаются искрогасителями, а дыхательная арматура резервуаров – огнепреградителями. Автоматические электрические датчики должны быть искробезопасными, что достигается ограничением электрического напряжения и силы тока в цепях с различной индуктивностью. В этом случае возникающие искры не обладают энергией, достаточной для воспламенения горючих паров и газов (менее 0,2 мДж).

Для защиты от статического электричества, возникающего при трении ременных передач, перемешивании и разбрызгивании нефти, истечении газов и паров с механическими примесями, применяется надёжное заземление всех металлических частей (цистерны, резервуары, трубопроводы, эстакады, наконечники шлангов и др.), на которых может создаваться опасный электрический потенциал. Электризуются вещества, обладающие высоким удельным электрическим сопротивлением (около 109 Ом·м).

От прямых ударов молнии и вторичных её проявлений (статическая и электромагнитная индукция) производственные объекты защищают стержневыми или тросовыми молниеотводами с сопротивлением заземления не выше 10 Ом. Защитная зона одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус с ломаной образующей, радиус основания которого в 1.5 раза больше его высоты. Все металлические части должны быть соединены в единую электрическую цепь и также заземлены.

В качестве огнегасительных веществ применяют воду в виде струй, пара или в распылённом состоянии, твёрдые вещества (песок, кошмы), инертные газы (азот, двуокись углерода), галоидопроизводные составы, пены (химическая и воздушно-механическая).

Пожар можно ликвидировать механическим воздействием на пламя, изоляцией его от воздуха, охлаждением или удалением горючих веществ из очага горения. Для этой цели используют огнегасительные вещества и противопожарное оборудование: водяные гидранты, шланги, стволы, пеногенераторы, пенокамеры, пенозакидные мачты и др.

У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, ломы, топоры, кошма и огнетушители пенные (ОП–5) и углекислотные (ОУ–2, ОУ–5). Этот инвентарь используется только по прямому назначению. Обслуживающий персонал должен уметь его эффективно применять.

При освоении, эксплуатации и ремонте нефтяных скважин могут возникнуть опасные открытые фонтаны, которые воспламеняются от искр и огня. Для их тушения используют мощные струи воды, газовый поток от реактивной установки, взрывчатые вещества. Для закрытия фонтанов применяют специальные приспособления и устройства (фланцы, лубрикаторы, арматуру, труборезки и др.).

С пожарной командой должна быть обеспечена надёжная связь. Команда имеет необходимое оснащение (пожарные машины, цистерны, насосы и др.).

В НГДУ дополнительно создаются специализированные части (горноспасательные, военизированные, по ликвидации фонтанов).

Контроль за выполнением противопожарных мероприятий осуществляет Госпожнадзор, управление охраны труда и военизированных специальных частей.

**4.3 Требования безопасности при водоизоляционных работах по закачке СНПХ -9633**

При испытаниях необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверж.

Госгортехнадзором России № 24 от 9.04.98 / РД 08-200-98 / М. ОАО Типография «Нефтяник» 160 с. с дополнениями и изменениями к ним ИПБ 08-375(200)-00. « Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ 01-93, Москва, «Недра», 1984 г. и другими действующими руководящими документами в нефтяной и газовой промышленности.

2. Закачка рабочих агентов в пласт осуществляется подготовленной бригадой под руководством ответственного лица из числа ИТР, назначенного приказом по предприятию, производящему работы. До проведения закачки должны быть разработаны план производства работ на конкретной скважине и план ликвидации возможных аварий, утвержденные главным инженером предприятия.

3. Ответственный за закачку реагентов обязан:

знать инструкцию по обработке добывающих скважин реагентом СНПХ-9633;

ознакомить исполнителей с планом и характером работ, мерами предосторожности, расположением оборудования и режимом его работы;

произвести проверку применяемого оборудования;

не допускать расстановку агрегатов, автоцистерны и спецоборудования под действующими линиями электропередач;

обеспечить место проведения работ средствами пожаротушения (огнетушители, кошма, песок).

Работы должны проводиться в светлое время суток или при освещении 20 люкс.

4. Технические средства, используемые для подготовки и закачки рабочих агентов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12. 2.003-91, ОСТ 39064-78 . Не допускается использование неисправных технических средств.

5. Передвижное оборудование и спецтехника должны располагаться с наветренной стороны на расстоянии не менее 25 м от скважины на площадке с уклоном не более 30 и оборудоваться искрогасителями. Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, промежуток между ними должен быть не менее 1 м.

6. Все временные трубопроводы должны быть надежно закреплены и защищены от механических повреждений.

7. При закачке химреагентов на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

8. Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

9. После закачки химреагентов до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

10. Реагент СНПХ-9633 представляет собой углеводородный раствор композиции поверхностно-активных веществ.

10.1 Токсикологические характеристики реагента СНПХ-9633.

По санитарно-эпидимиологическому заключению Гос. сан.эпидем. службы РФ №16.09.01.245.П.002413.11.01 от 19.11.2001г. реагент СНПХ-9633 соответствует государственным эпидемиологическим правилам и нормативам ГН2.2.5.686-98, ГН2.1.5.689-98, ГН 2.1.6.695-98, ГН 2.1.6.713-98, ГОСТ 12.1.007-76 ( Приложение 3).

Реагент СНПХ-9633 марок А и В1 относится к умеренно-опасным веществам 3 го класса опасности (DL50=2000 мг/кг), а марки В2 – к мало опасным веществам 4-го класса опасности (DL50=5430).

Кумулятивные свойства слабо выражены (CL50=25100).

Реагент СНПХ-9633 марок А и В1 обладает умеренно выраженным раздражающим действием на кожу, резко выраженным действием на слизистую оболочку глаз.

Реагент СНПХ-9633 марки В2 обладает умеренным действием на кожу и слизистые оболочки глаз.

Расчетный ОБУВ для воздуха рабочей зоны - 30 –50 мг/м3, ПДК в рабочей зоне 300 мг/м3( по углеводороду) или 15/5 мг/м3(по бензолу). ПДК в атмосферном воздухе 1,5/0,1 мг/м3. ПДК в водоемах хозяйственно-питьевого назначения 0,05 мг/л.

10.2 Пожароопасные свойства реагента СНПХ-9633.

По пожароопасным свойствам реагент СНПХ-9633 относится к группе легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ).

Температура вспышки реагента СНПХ-9633 (в закрытом тигле) - минус 17,50С.

Температура воспламенения реагента СНПХ-9633 (от открытого источника огня) - минус 9,5 0С, температура самовоспламенения - 394 0С.

При возникновении загорания для тушения применяют песок, асбестовое одеяло, пенные и углекислотные огнетушители.

11. При работе с реагентом СНПХ-9633 необходимо пользоваться спецодеждой, резиновыми перчатками, резиновыми сапогами, защитными очками в соответствии с действующими типовыми отраслевыми нормами. При работе в замкнутом помещении, без тяги или сильном испарении реагентов необходимо использование противогаза марки БКФ (ГОСТ 12.4.121-83).

12. Обслуживающий персонал, работающий с химреагентами, должен до начала работ пройти целевой инструктаж, а также подвергаться предварительному и периодическим медицинским осмотрам.

13. При попадании реагента СНПХ-9633 на кожу - смыть теплой водой с мылом и смазать смягчающим кремом, при попадании в глаза - обильно промыть водой и обратиться к врачу.

14. При появлении признаков отравления (головной боли, головокружения, тошноты, рвоты, потери аппетита и сна) следует обратиться к руководителю работ и врачу.

15. Категорически запрещается применять реагенты для нужд, не связанных с их прямой целью.

16. В зоне работы с химическими реагентами запрещается хранение и прием пищи и воды (на расстоянии не менее 30 м).

17. Категорически запрещается попадание химреагентов в водоемы, канализационные системы, почву.

18. С целью исключения попадания химреагентов в воздух рабочей зоны требуется обеспечить необходимую герметичность емкостей, оборудования, коммуникаций.

19. Охрана окружающей среды обеспечивается в основном мероприятиями, выполняемыми при обустройстве и эксплуатации нефтяных месторождений:

Изоляция водоносных горизонтов в скважинах от продуктивных пластов;

19.2 Использование замкнутой системы сбора, подготовки и закачки обратно в пласт отделенных от нефти вод.

19.3 Герметичность запорной арматуры и нагнетательных линий, которые должны быть опрессованы на 1,5 - кратное ожидаемое давление нагнетания, и исключение попадания химреагентов на землю и в водоемы.

19.4 Утилизация жидкостей, извлекаемых из скважины, в соответствии с требованиями окружающей среды.

19.5 Наличие металлической емкости объемом не менее 25 м3 для аварийного сброса технологических жидкостей.

19.6 Детальное ознакомление производителей работ с технологией использования химических продуктов, со свойствами этих продуктов, правилами работ с ними на промысловых объектах, контроль за проведением работ.

19.7 Утилизация жидкостей, извлекаемых из скважины, в соответствии с требованиями окружающей среды в места захоронения отходов, согласованные с соответствующими органами Госнадзора (Госсанэпидемнадзора, Госгортехнадзора и др.).

Для захоронения выбираются грунты, где отсутствует циркуляция грунтовых вод, в не заболоченных местах, вдали от водоемов. Основным требованием к яме или бункеру для захоронения отходов является обеспечение герметичности их, что достигается выкладыванием стенок изнутри глинистыми материалами (суглинками) или другими непроницаемыми материалами.

Загрязненные грунты перемешиваются с песком, загружаются механизированным способом (экскаватором) и вывозятся на спецмашинах (самосвалы и др.) в места захоронения.

**5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

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

Республика Татарстан характеризуется высоким промышленным потенциалом, богатыми природными ресурсами; нефтяные месторождения Татарстана расположены на территории 21 административного района республики и 3 районов соседних республик и областей с общей площадью более 30 тыс.кв.км.

В 1999 году было отчуждено более 34 тыс.га. В последние годы в Татарстане увеличивается доля сернистых нефтей, газов и сероводородсодержащих пластовых вод, что усложняет экологическую обстановку. Разработка залежей вязкой нефти и битума с применением большой гаммы химических реагентов и тепловых методов также значительно усугубляют ситуацию. Приведённые данные показывают на сколько высока ответственность нефтяников в деле охраны природы.

Разработаны методические основы оценки технологической нагрузки, проведено ранжирование территории по антропогенному воздействию на природу. В основу экологических программ были заложены результаты систематических исследований. В их обоснована и сформулирована постановка задачи, состоящей из следующих концепций:

1.свести до минимума вредное воздействие сопутствующих нефтедобыче процессов нарушения экологии;

2.добиться управляемости производственных, чреватых экологически негативными последствиями;

3.проводить регенерационные мероприятия, и по максимуму, восстановить среду нашего обитания до того состояния, которое было характерно для начала разработки нефтяных месторождений.

На территории НГДУ "ЛН" находится много населённых пунктов: города, деревни, рабочие посёлки. Вокруг населённых пунктов устанавливаются санитарно–защитные зоны.

Многие из промысловых сооружений расположены в санитарно – защитных зонах населённых пунктов, родников и ручьёв. Эти объекты являются потенциальными загрязнителями атмосферы, почв, грунтовых и подземных пресных вод при возможных авариях и разгерметизации.

При бурении, добыче, сборе и транспортировке нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Основные площади замазученных земель располагаются обычно вдоль водопроводов, часто вдоль ряда скважин.

Все отходы предприятий по добыче нефти оказывают отрицательные воздействия на объекты окружающей среды и представляют угрозу здоровья населения, проживающего в нефтедобывающих районах. Поэтому на промысловых объектах необходимо более эффективно осуществлять технологические, санитарно-технические и организационные мероприятия по контролю над состоянием окружающей среды. Все эти мероприятия позволяют с наименьшим вредом для окружающей среды добывать и транспортировать нефть, быстро и без осложнений устранять причины и последствия загрязнения. В НГДУ "ЛН" осуществляются работы направленные на улучшение экологической обстановки на территории деятельности предприятия:

**Охрана атмосферного воздуха.**

За последние 5 лет выбросы в атмосферу загрязняющих веществ уменьшилось с 22000 до 4500 тонн в год. Это было достигнуто благодаря проводимой определённой работой в этом направлении в НГДУ.

Была проведена реконструкция канализационного хозяйства, на ЛОС и ГТП было ликвидировано 12 накопителей. Пущена в работу установка улавливания лёгких фракций УЛФ, что позволяет ежемесячно улавливать 500–550 тонн нефти.

Подготовка сточной воды переведена на УКПН на герметизированную систему.

Топливно-энергетический комплекс является основным загрязнителем атмосферного воздуха, на долю которого приходится 87% или 66000 тонн вредных веществ в год.

**Таблица 12**

**Количество источников и объёмы выбросов, поступающих в атмосферу от промышленных предприятий.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Промышленные комплексы | Кол-во источников  выбросов вредных  веществ | | | Условно  обезврежено  веществ | | | Объём выбросов,  тыс.м3/год | | | Доля  выбросов  % от общего |
| 1999 | 2000 | 2001 | 1999 | 2000 | 2001 | 1999 | 2000 | 2001 |
| Топливный | 4301 | 4653 | 5200 | 29,8 | 25,5 | 21,0 | 97,8 | 62,4 | 66,0 | 87 |
| Теплоэнергетический | – | 67 | 66 | – | – | – | – | 1,3 | 2,4 | 3,2 |
| Машиностроительный | 427 | 354 | 200 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,2 | 0,5 | 0,1 | 0,7 |
| Строительный | 207 | 309 | 250 | 5,8 | 4,6 | 3,1 | 3,8 | 2,5 | 2,3 | 3,0 |
| Прочие | – | – | 120 | – | 1,3 | 0,6 | – | 1,3 | 4,6 | 6,1 |
| Всего поремонту | 7191 | 6270 | 5716 | 36,7 | 29,6 | 25,0 | 118,4 | 101,5 | 74,4 | 100 |

Сокращение выбросов достигнуто за счёт уменьшения количества источников выбросов и ввода установок улова лёгких фракций углеводородов в НГДУ "ЛН".

С целью уменьшения воздействия автотранспорта на окружающую среду необходимо:

– осуществить вынос крупных автотранспортных предприятий за черту города;

– наладить производство неэтилированного бензина;

– применять нейтрализаторы для выхлопных газов и присадки к моторному топливу;

– активизировать перевод автомашин на газовое топливо.

**Охрана вод.**

Систематические наблюдения за состоянием поверхностных водоёмов в нефтедобывающих районах юго-запада республики Татарстан были начаты ТатНИПИнефть в 1969 году. Осуществляются силами химико-аналитических лабораторий УПТЖ и НГДУ. С 1991 года к этой работе были привлечены ТГРУ и КГУ. Под наблюдением находятся все реки и малые речки Лениногорского района. В пробах речной воды

ежемесячно (НГДУ) и ежеквартально (УПТЖ) определяют содержание нефти (плавающей и эмульгированной), хлоридов, сульфатов, а также рН, жёсткость, общую минерализацию, потребность в кислороде БПК5, тип и концентрацию ПАВ, нитраты и другие.

В настоящее время на территории нефтепромыслов под наблюдением лаборатории охраны природы находятся 14 речек (ежедневно) и 69 родников (ежеквартально).

Благодаря проведённым в очагах загрязнения подземных вод комплексными эколого-гидрологическими исследованиям, источники загрязнения подземных вод в основном известны.

Разработаны мероприятия и методы предотвращения этих загрязнений.

**Таблица 13**

**Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов по нефтегазодобывающему управлению "Лениногорскнефть" за 2000 год.**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № пп | Наименование  мероприятия | Ед.  измерен. | План на 2000г. | Факт. |
| 1. | Закачка нефтепромысловых сточных вод для целей ППД | млн.м3 | 6,714 | 5,728 |
| 2. | Капитальный ремонт водоводов | км | 20 | 61,904 |
| 3. | Капитальный ремонт нефтепроводов | км | 75 | 49,525 |
| 4. | Внедрение металлопластмассовых труб | км | 40 | 99,933 |
| 5. | Использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов |  |  |  |
| 5.1. | На водоводах сточных вод | т | 450 | 120,133 |
| 5.2. | На нефтесборных сетях | т | 300 | 233,854 |
| 6. | Текущий ремонт обвалований, территорий скважин, нефтепромысловых объектов, находящихся вблизи водоёмов | шт. | – | – |
| 7. | Строительство узлов нефтеулавливания | шт. | 1 | 2 |
| 8. | Ремонт и поддержание в работоспособном состоянии узлов нефтеулавливания | шт. | 70 | 70 |
| 9. | Строительство боковых заграждений | шт. | – | – |
| 10. | Ремонт и поддержание в работоспособном состоянии боковых заграждений | шт. | 10 | 10 |
| 11. | Ремонт и поддержание в работоспособном состоянии биологических прудов | шт. | 2 | 2 |
| 12. | Повышение надёжности работы скважины с целью предотвращения загрязнения питьевых водоносных горизонтов | скв. | 25 | 36 |
| 12.1. | Исследование и цементирование за кондуктором в т.ч. подъём цемента за кондуктором | скв. | – | – |
| 12.2. | Герметизация экспл. колонны | скв. | – | 19 |
| 12.3. | Доподъём цемента за экспл. колонной | скв. | – | 7 |
| 12.4. | Ликвидация НГВП | шт. | – | 3 |
| 12.5. | Ликвидация скважин | скв. | – | 7 |
| 12.6. | Переликвидация скважин | скв. | – | – |
| 13. | Строительство кап-ых очистных | шт. | – | – |
| 14. | Установка и наладка датчиков солемеров для контроля водоёмов от загрязнения нефтепромысловыми водами | шт. | 10 | 10 |

**Охрана земель.**

В результате упорядочивания и более продуманного размещения сооружений, применения кустового и горизонтального бурения скважин значительно сократился отвод земель под нефтяные объекты. Так в начале 90-х годов под сооружениями и коммуникациями АО "Татнефть" находилось более 55 тыс. га, а в настоящее время – 34 тыс. га, хотя фонд пробуренных скважин за этот период возрос в 1.3 раза.

Наряду с сокращением отвода земель за счёт применения новых технологий бурения и разработки месторождений, нефтяниками уделяется большое внимание сохранения плодородия почв. В среднем сегодня возвращается прежним пользователям на 1500 га сельскохозяйственных угодий АО "Татнефть".

Длительное время, нередко десятилетиями, хранились в открытых амбарах нефтешламы, оставшиеся в наследство от прошлого. Для утилизации создано совместное предприятие. Более полумиллиона тонн нефтешламов уже переработаны по технологии, разработанной учёными ТатНИПИнефть, предприятием Татойлгаз совместно с Германией. Эта работа продолжается, а для предотвращения дальнейшего накопления шламов, загрязняющих природную среду, разработана технология безамбарного бурения с использованием передвижных буровых установок.

Из года в год в НГДУ "ЛН" уменьшаются площади нарушенных земель.

Это достигнуто за счёт уменьшения аварийности на трубопроводах, а также большой положительный эффект оказала остановка бригад ПРС, КРС и строительных организаций на период весенней распутицы. Кроме того, большая часть бригад ПРС в НГДУ "ЛН" переведены на колёсный ход, что резко позволило уменьшить порчу земель.

**Продолжаются работы по охране недр и окружающей среды:**

а) Исследование и наращивание цемента за кондуктором;

б) Исследование и герметизация колонн;

в) Физическая ликвидация скважин в санитарно-защитных зонах населённых пунктов рек и ручьёв, а также в зонах питания родников.

**5.2 Результаты использования водоизолирующих материалов на залежи 302-303**

Проанализировав таблицу 11 (см выше) делаем вывод:

Самый высокий индекс доходности достигается при использовании НБП (2,86), СНПХ-2,8, дисин - 1,82.

Наибольшая дополнительная добыча нефти 665 т/сут. достигнута при использовании СНПХ 9633 с обводненностью более 90%, причем индекс доходности имеет значительную величину и составляет 2,76.

Использование Дисин в скважинах с обводненностью до 50% имеет самый низкий индекс доходности - 1,24, что меньше, чем утвержденная величина ОАО "Татнефть" .

По длительности эффекта первое место занимет СНПХ-9633, второе - Дисин, третье - НБП.

Недостаточно высокая эффективность всех методов, вероятно обусловлена отсутствием информации по объему каналов, размеров трещин, из направлении для выбора наиболее эффективного метода борьбы с водопритоком.

Необходимо продолжить испытание всех названных технологий для определения более точных границ использования.

Проблемы изоляции водопритоков требуют дальнейшего изучения и исследования, подборы новых недефицитных и дешевых материалов и реагентов, совершенствования технологии с целью повышения эффективности проводимых работ.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Амиров А.Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин М. Недра, 1974
2. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин М. Недра, 1989
3. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины М. Недра, 1976
4. Бухаленко Е.И. Справочник нефтепромысловое оборудование М. Недра, 1990
5. Куцин П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности М. Недра, 1986
6. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин М. Недра 1986
7. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения М. ВНИИОЭНГ, 1995

8. Садреева Н.Г. Технологическая схема разработки залежей 301-303 Ромашкинского месторождения: отчет по дог. № 95.860.97 "ТатНИПИнефть".; Бугульма, 1997г.;

9. Собанова О.Б., Фридман Г.Б., И.Л. Федорова И.Л. «Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов» Нефтяное хозяйство, 2000.- № 11.

10. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А. Техника и технология капитального ремонта скважин М. Недра 1987

11. Руководство по проведению РИР на основе продукта СНПХ-9633

12. Руководство по проведению РИР на основе НБП.

13. Руководство по проведению РИР на основе «Дисин».

14. Справочное руководство по изоляции водопритоков в скважинах ОАО «Татнефть» 1999