**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение

1. Исходные данные

1.1 Характеристика геологического строения объекта эксплуатации

1.2 Коллекторские свойства продуктивных пластов

1.3 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

2. Анализ текущего состояния разработки

2.1 Характеристика фонда скважин

2.2 Динамика технологических показателей разработки

2.3 Анализ выработки пластов

3. Технологический раздел

3.1 Механизм и условия формирования АСПО в скважине

3.2 Состав АСПО

3.3 Методы, используемые в НГДУ «НН» по предотвращению отложений АСПО

3.3.1 Механические методы борьбы с АСПО и технология работ при их применении

3.3.2 Физические методы борьбы с АСПО

3.3.3 Химические методы борьбы с АСПО

3.4 Анализ причин ремонтов скважин оборудованных УШСН

3.5 Анализ методов борьбы с АСПО и определение оценки эффективности применяемых методов

3.6 Контроль за работой скважин, на которых применяются методы борьбы с АСПО

3.7 Расчет подбора глубинно-насосного оборудования скважины при внедрении скребков

3.8 Выводы и предложения

4. Охрана труда и противопожарная защита

41 Техника безопасности и охрана труда при промывке скважины нефтедистелятной смесью и при работе с химреагентом

4.2 Противопожарная защита при условиях «НН»

5. Охрана недр и окружающей среды

5.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды при условиях НГДУ «Нурлатнефть»

6. Организационно-экономический раздел

6.1 Организация труда бригады ЦП и КРС

6.2 Технико-экономические показатели ЦП и КРС, их анализ

6.3 Расчет сметы затрат

6.4 Расчет экономической эффективности внедрения скребков-центраторов

6.5 Выводы и предложения

Список использованной литературы

**ВВЕДЕНИЕ**

В административном отношении Нурлатское месторождение нефти находится на землях Октябрьского района Республики Татарстан. Его крайняя юго-восточная часть расположена за административной границей республики – на территории Челно-Вершинского района Самарской области. В 25 км к северу от лицензионной границы месторождения находится районный центр – г. Нурлат, являющийся крупной железнодорожной станцией Куйбышевской железной дороги. В 66 км к северу от месторождения расположена пристань на р. Каме – г. Чистополь. Связь между г. Нурлатом и г. Чистополем осуществляется по шоссейной дороге с твердым покрытием.

Между населенными пунктами, находящимися на территории месторождения, деревнями - Старое Узеево, Андреевка, им. III съезда, Богдашкино, Редкая береза, Сиделькино, проложены грунтовые дороги, проезжие лишь в сухое время года. Район месторождения широко освоен предприятиями нефтяной промышленности и находится вблизи обустроенных промыслов на Бурейкинском, Вишнево-Полянском, Пионерском, Аксубаево-Мокшинском нефтяных месторождениях. Системы нефтепроводов действуют здесь с 60-х годов. Электроснабжение осуществляется линиями электропередач от Куйбышевской ГЭС и Заинской ГРЭС. Недостатка в электроэнергии район не испытывает.

Для питьевых целей используются подземные воды пермских (казанских) отложений, для технического водоснабжения – воды рек Б. Сульча, Б. Черемшан, Киклинка.

Рельеф местности слабовсхолмленный. Абсолютные отметки рельефа на водоразделах изменяются от 145 до 160 м, а в речных долинах снижаются до 76 м.

Общее направление наклона территории месторождения – южное, в сторону реки Б.

Черемшан, пересекающей месторождение с востока на запад в районе д. Сиделькино. Большая часть территории месторождения покрыта лесами преимущественно смешанного типа. Овражная сеть развита слабо.

Климат района, как и всей территории Республики Татарстан, континентальный с резкими сезонными колебаниями температур. Зимы умеренно холодные, в сильные морозы температура снижается до минус 420 С. Лето умеренно-жаркое с температурой плюс 20-250 С. Осадки в течение года выпадают неравномерно, среднегодовое их количество составляет 410-450 мм. Весной характерно быстрое нарастание тепла, особенно интенсивное после схода снегового покрова. Осень обычно затяжная, дождливая. Ветры имеют преобладающее юго-западное направление.

В пределах площади месторождения промышленных залежей минерального и строительного сырья не обнаружено. Месторождения глин: Нурлатское, Карагульское, Верхнее - Нурлатское имеют местное значение.

**1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

**1.1 Характеристика геологического строения**

В геологическом строении Нурлатского месторождения принимают участие породы архейского, протерозойского, девонского, каменноугольного, пермского, третичного и четвертичного возрастов (графическое приложение 1). Общая толщина осадочных пород составляет в среднем около 2000 м. 48 глубоких скважин пробурены со вскрытием кристаллического фундамента, сложенного в основном гнейсами. Более подробно описание геологического строения месторождения приведено в работах .

В региональном структурном плане Нурлатское месторождение расположено на восточном борту Мелекесской впадины.

Нурлатский вал представляет собой сложное сооружение II порядка, имеющий северо-западное простирание и осложненный небольшими по размерам локальными поднятиями III порядка. С северо-востока он отделяется Андреевским прогибом от Эштебенькинско - Аксубаевского вала. Прогиб хорошо выражен по всем опорным горизонтам карбона, девона и кристаллическому фундаменту. С юго-запада Нурлатский вал ограничен прогибом от Вишнево-Полянской террасы.

В пределах месторождения поверхность кристаллического фундамента и кровля терригенных отложений девона имеют вид моноклинально-ступенчатого склона, погружающегося с северо-востока на юго-запад. Склон разбит серией разломов на блоки, выделяющихся по материалам региональной сейсмики.

На структурных планах терригенного девона, нижнего и среднего карбона наблюдается образование локальных поднятий, контролирующих залежи нефти.

По данным сейсморазведки, структурного и глубокого поисково-разведочного бурения в пределах месторождения выявлены Катергинское, Восточно-Узеевское, Старо-Узеевское, Северо-Киклинское, Киклинское, Проселочное, Корнеевское поднятия, которые в том или ином виде прослеживаются на планах по всем вышезалегающим маркирующим горизонтам осадочного чехла.

На Нурлатском месторождении продуктивными являются терригенные и карбонатные породы кыновского, турнейского, бобриковского, башкирского и верейского возрастов.

По результатам последних сейсморазведочных работ, выполненных в ОАО «Татнефтегеофизика» в 1986 году сейсморазведочной партией 3-4/86-87 на Нурлатской площади Республики Татарстан, структурные планы рассматриваемых отложений несколько изменились и были скорректированы с учетом этих данных.

В юго-восточной части Нурлатского месторождения контуры нефтеносности проведены условно, т.к. непосредственная близость реки Бол. Черемшан и заболоченной поймы не дают возможности более детально изучить его геологическое строение и уточнить границы залежей в этом направлении .

На глубине 1940 м залегают терригенные породы кыновского возраста, к которым приурочены 3 залежи нефти пластово-сводового типа, с узкими водо-нефтяными зонами.

Верхний пласт-коллектор До-б, состоящий в основном из одного или двух пропластков, залегает в средней части отложений кыновского горизонта среди плотных тонкослоистых аргиллитов, имеет площадное распространение. Он представлен песчаниками и алевролитами, к которым приурочена одна залежь нефти, вскрытая71 скважиной. Размеры залежи составляют 11,9•2,4 км2. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 10,4 м, . Водо-нефтяной контакт (ВНК) определялся по данным опробования и геофизических исследований скважин и установлен в пределах абсолютных отметок минус 1766 - 1772 м. Контур залежи нефти проведен в соответствии со структурным планом кровли пласта-коллектора До-б .Крайняя ее юго-восточная часть расположена за административной границей Республики Татарстан на территории Челно-Вершинского района Самарской области.

Покрышкой для залежи нефти служат уплотненные, глинистые разности терригенных пород толщиной 6-8 м.

Нижний пласт-коллектор До-вимеет ограниченное распространение по площади. Более чем в 40 % пробуренных скважин, пласт замещен глинистыми породами.

Первая залежь, вскрытая двумя скважинами № 1833 и 1829, имеет небольшие размеры (1,13•0,375 км2). С востока и юга она ограничена зоной отсутствия коллекторов. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 2,4 и 1,6 м соответственно. ВНК установлен на абс. отметках минус 1766 и минус 1768 м.

Вторая залежь расположена в 500 м к юго-востоку от предыдущей. 10 скважин, пробуренные в пределах контура нефтеносности, имеют эффективные нефтенасыщенные толщины от 0,6 до 2,8 м. Размеры залежи составляют 2,6•0,75 км2. ВНК установлен на абсолютных отметках минус 1766 и минус 1768 м .

На глубине 1240 м залегают карбонатные породы турнейского возраста, к которым приурочены 8 залежей нефти массивного типа. Карбонаты представлены чередующимися пористо-проницаемыми прослоями известняков и уплотненных доломитов толщиной от 0,6 м до нескольких метров, трещиноватых и глинистых.

Прослои-коллекторы, выделяемые в разрезах скважин, зачастую не коррелируются, сообщаются между собой за счет систем трещин и слияния, образуя единый сложно построенный резервуар. Залежи приурочены к сводовым частям поднятий, в которых присутствует полный стратиграфический разрез пород нижнего карбона, тогда как северо-восточная крыльевая часть Корнеевского поднятия была подвержена размыву и общие толщины уменьшились на 11-16 м .

Диапазон изменения эффективных нефтенасыщенных толщин отложений турнейского возраста достаточно большой и составляет 1,6 - 25,1м.

ВНК залежей определялся по данным опробования и геофизических исследований скважин и проведен в соответствии со структурным планом.

Скважины № 1066 и 932, пробуренные в крыльевых частях Катергинской структуры, установили залежь нефти массивного типа.

По данным ГИС ВНК проведен на абсолютной отметке минус 1126 м. Размеры залежи небольшие, составляют 1,4•0,7км. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 3,0 и 6,1 м. Этаж нефтеносности составляет 8,0 м .

На Восточно - Узеевском поднятии две скважины №1065 и 920 контролируют залежь нефти с этажом нефтеносности равным 15,2 м. Ее размеры составляют 1,25•0,75 км. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1115 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 8,8 и 8,4 м.

Три залежи нефти на Старо-Узеевском, Киклинском локальных поднятиях вскрыты каждая одной скважиной: № 951, 1046 и 109. Контуры нефтеносности проведены в соответствии с имеющимися данными сейсмических исследований, результатами глубокого бурения и опробования скважин. В пределах контуров нефтеносности, принятых на абсолютных отметках минус 1115 м, 1132 м и 1108 м, размеры залежей составляют соответственно 2,25 •1,6 км, 1,5•0,875 км, 0,7•0,15 км. Этажи нефтеносности равны 24,9 м, 2,2м и 7,8 м .

Более точные сведения о границах залежей нефти могут быть получены лишь при проведении на площади месторождения сейсморазведочных работ методом 3Д или непродольного вертикального сейсмопрофилирования методом отраженных волн (НВСП МОВ) в пробуренных скважинах.

Двумя скважинами № 1817 и 1818 установлена массивная залежь нефти в центральной части месторождения. Скважиной № 9103, пробуренной в куполе структуры, вскрыты плотные карбонатные породы.

С востока часть залежи также ограничена зоной отсутствия коллекторов. В пределах контура нефтеносности, установленного на абсолютной отметке минус 1121 м, площадь залежи равна 0,77 км2. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 9,2 и 4,7 м соответственно. Этаж залежи небольшой, составляет 9,4 м.

В 750 м к юго-востоку расположена еще одна залежь нефти. Ее размеры несколько больше предыдущей и составляют 1,63•1,2 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,6 до14,0 м. ВНК варьирует в пределах от минус 1105 до 1121 м. Одной из причин значительных колебаний абсолютных отметок контакта нефть-вода на небольших по площади участках, могут быть тектонические нарушения в кристаллическом фундаменте, которые прослеживаются в вышезалегающих продуктивных горизонтах в виде прогибов, врезовых зон и зон повышенной трещиноватости.

В работе Шалина П.А. «Выделение направлений и зон трещиноватости в карбонатных отложениях палеозоя по материалам АКГИ» говорится, что поднятия в турнейских отложениях и залежи, связанные с ними тяготеют к внутриблоковым разломам осадочного чехла и, в свою очередь, разбиваются на блоки в осадочном чехле. Анализ проведенных исследований он рассматривает на примере Пионерского месторождения и Максат, расположенных в непосредственной близости от Нурлатского месторождения . Условия образования и развитие турнейской поверхности, рифовых построек распространяются и на рассматриваемую территорию.

На Проселочном поднятии пробурили семь глубоких скважин. Только четыре из них вскрыли нефтенасыщенные прослои, в остальных пласты-коллекторы замещены плотными породами. В пределах контура нефтеносности, установленного на абсолютной отметке минус 1133,5 м, размеры залежи равны 2,1•1,25км, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,5 до15,8 м .

Покрышкой для залежей нефти турнейского яруса является пачка глин елховского возраста толщиной 2-4 м .

Выше по разрезу на глубине 1132 м залегают песчано-алевролитовые породы бобриковско-радаевского возраста, индексируемые как С1бр13 и С1бр0 . К ним приурочены семь залежей нефти пластово-сводового типа и пластово-сводового с частичным литологическим ограничением .

Терригенные отложения бобриковского горизонта имеют почти повсеместное распространение, однако пласт С1бр13 в 25% скважин замещен глинистыми разностями пород.

Общая толщина пласта по месторождению изменяется от 1,0 до 21,6 м, в среднем составляя 4,2 м. Значительные колебания толщин связаны с размывом карбонатных пород турнейского возраста, установленного на Корнеевском поднятии в скважинах № 94, 1055, 1846, 1847 и появлением во «врезовой» зоне пласта С1бр0, состоящего из 1-2 прослоев-коллекторов.

В кровле пласты-коллекторы перекрываются одновозрастными плотными глинистыми породами.

На Катергинском поднятии установлена залежь нефти литологически ограниченная с юга зоной отсутствия коллекторов. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скв. № 932 равна 1,6 м. ВНК проведен по результатам ГИС и опробования на абсолютной отметке минус 1119,0м.

Размеры залежи составляют 0,7•0,62 км, этаж нефтеносности равен 1,9м.

Две самые большие по площади залежи нефти (р-н скв. № 1745 и 9273) вскрыты 102 и 32 скважинами соответственно. Залежи занимают центральную часть Нурлатского вала и имеют северо-западное простирание. Значительная часть площади залежей характеризуется отсутствием пласта-коллектора.

Размеры залежей составляют 8,4•2,8 км и 5,6•1,4 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 11,2 м и от 1,0 до 7,9 м соответственно. Различие в отметках контакта нефть-вода в западной и восточной частях залежей (от минус 1136,0 до минус 1141,0 м) может быть связано с существованием наклонного ВНК.

Однако авторы работы склоняются к версии блокового строения фундамента и образованием грабенообразных прогибов в осадочном чехле над разломами.

В процессе разбуривания Корнеевского поднятия было уточнено геологическое строение залежи нефти: пробурены четыре скважины, две из которых (скв. № 1847, 1055) вскрыли продуктивные отложения с нефтенасыщенными толщинами равными 1,2 и 12,8 м. В пределах контура нефтеносности, принятого на абсолютной отметке минус 1127 м, площадь залежи составляет 0,23 км2, высота равна-10,8 м.

В юго-восточной части месторождения установлены три залежи нефти (р-н скв. №1835, 9269, 1850) пластово-сводового типа с частичным литологическим ограничением. Площади небольшие, составляют 0,42; 2,0; 1,0 км2 соответственно. ВНК изменяются от минус 1116,0 до минус 1152,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,2 до 7,2 м.

Вверх по разрезу на глубине 1004 м залегают карбонатные породы башкирско-серпуховского возраста, к которым приурочены четыре залежи нефти массивного типа.

Продуктивные породы сложены переслаиванием пористо-проницаемых пород и их плотных разностей. Толщины проницаемых прослоев и их количество от скважины к скважине меняется за счет замещения плотными известняками и доломитами. Число эффективных прослоев по разрезу достигает 17, нефтенасыщенных – 10. О большой неоднородности разреза свидетельствует величина коэффициента расчлененности, равная 4,98. Средняя общая толщина отложений равна 29,0 м, эффективная нефтенасыщенная составляет 6,9 м, эффективная- 12,0 м, поэтому доля коллекторов достигает лишь 0,36ед. В подошве башкирских пластов-коллекторов залегает пачка плотных карбонатных пород толщиной от 0,6 до 15,6 м.

Самая большая залежь нефти имеет вытянутую форму северо-западного простирания площадью около 50 км2. В пределах контура нефтеносности пробурены 206 скважин

Этаж нефтеносности составляет 52,3м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,2 до 17,6м в зависимости от положения скважины на структуре. В двух скважинах № 40 и 1804 пласты-коллекторы замещены на плотные разности известняков.

На Катергинском (р-н скв. №932), Восточно-Узеевском (р-н скв. № 920) и Проселочном (р-н скв. № 1060) поднятиях выявлены залежи нефти небольших размеров. ВНК принят по данным опробования и ГИС на абсолютной отметке минус 864 м. Этажи нефтеносности равны 9,7 м, 5,3 м и 25 м соответственно. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 4,0 до 19,7 м.

Покрышкой для залежей нефти служат плотные доломиты и известняки, залегающие в кровельной части башкирского яруса (до 19,6 м) и в подошвенной верейского горизонта .

Выше по разрезу на глубине 958 м залегают карбонатные породы верейского горизонта, к которым приурочены три залежи нефти пластово-сводового типа. Нефтеносность данных отложений связана с пластами, индексируемыми сверху вниз как С2вр-5, , С2вр-3 и С2вр-2. Пласты С2вр-6, С2вр-4, С2вр-1 являются коллекторами лишь в единичных скважинах. Они разделены друг от друга пачками аргиллитов и глинистых алевролитов толщиной до 6,0 м.

В 42 скважинах все шесть пластов фациально замещены уплотненными и глинистыми известняками. Наиболее выдержанным по всей площади месторождения является пласт-коллектор С2вр-3 .

Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 3,2. Непосредственный контакт нефть-вода не отмечен ни в одной скважине.

Самая большая залежь нефти вскрыта 188 скважинами. Она имеет удлиненную форму северо-западного простирания. В пределах контура нефтеносности, принятого на абс. отметке минус 853,0м, размеры залежи составляют 23,2 3,5 км.

Этаж нефтеносности равен 65,8м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют в интервале от 0,8 до 6,6м.

В северо-западной части месторождения выявлены две небольшие по площади залежи нефти на Катергинском (р-н скв. № 932) и Восточно-Узеевском (р-н скв.№ 920, 1065) поднятиях пластово-сводового типа с узкими водо-нефтяными зонами.

ВНК принят по данным опробования и ГИС на абсолютной отметке минус 853 м. Этажи нефтеносности равны 12,3м и 11,5м соответственно. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,4м и 5,0-6,0м.

Покрышкой для верейских залежей служат глинисто-карбонатные пачки в верхней части верейского и подошвенной части каширского горизонтов.

Таким образом, отложения продуктивных горизонтов Нурлатского месторождения характеризуются:

- сложным строением и значительной фациальной изменчивостью;

- полным совпадением структурных планов по пермским и каменноугольным отложениям и частичным с девонским;

- наличием тектонических нарушений в кристаллическом фудаменте;

- достаточно большими размерами залежей нефти;

- размывом палеоповерхности турнейского яруса на Корнеевском поднятии и увеличением толщин терригенных отложений бобриковско-радаевского возраста, в результате компенсации ими размытых карбонатных отложений.

ВНК по залежам определялись по данным опробования и ГИС. Для кыновских, бобриковско-радаевских и верейских продуктивных отложений характерен поровый тип коллектора, а для турнейских и башкирских – трещинно-поровый.

**1.2 Коллекторские свойства пластов**

Характеристика коллекторов Нурлатского месторождения изучена по результатам геофизических, гидродинамических исследований скважин и данным образцов керна.

Нижними по разрезу являются пласты-коллекторы До-б и До-в кыновского горизонта.

Пласт До-б представлен песчаниками и алевролитами и поэтому неоднороден по коллекторским свойствам. Песчаники коричневые и бурые от пропитки нефтью, кварцевого состава, слабо сцементированные, алевритистые, неравномерно глинистые. По данным гранулометрического анализа преобладает мелкозернистая (0,1-0,25 мм) фракция, составляющая 58,2-79,7 %. Содержание крупнозернистой алевролитовой фракции составляет 3,6-25,5 %, пелитовой- 2,4-35,4 %. Тип цемента контактовый, а также пойкилитовый. Состав цемента различен: наряду с глинистыми минералами присутствует сидерит.

Нефтенасыщенные алевролиты по структуре порового пространства близки к вышеописанным песчаникам и отличаются от них только гранулометрическим составом. Содержание песчанистой фракции колеблется от 4,7 до 46,5 %, а крупноалевритовой фракции (0,05-0,1 мм) возрастает до 49,7-89,2 %. В сильнозаглинизированных алевролитах пористость снижается до 4,9-7,2 %, проницаемость – до 0,01 мкм2 и менее.

Породы-коллекторы пласта До-всложены песчаниками и алевролитами, аналогичными или близкими по составу и коллекторским свойствам пласта До-б.

Емкостно-фильтрационные свойства пород определены по результатам геофизических, гидродинамических исследований скважин и лабораторных исследований керна.

Среднее значение открытой пористости пород-коллекторов по данным лабораторных исследований керна составляет 20,8% (36 определений), проницаемости–0,313 мкм2 (24 определений), нефтенасыщенности– 83,7% (23 определения).

По данным геофизических исследований среднее значение пористости составляет 19 %, нефтенасыщенности – 78%. Проницаемость по гидродинамическим исследованиям имеет менее высокие значения и равна 0,194 мкм2 .

Кондиционные пределы пород-коллекторов по пористости составляют 11,0-14,0 %, по проницаемости – 0,016 мкм2, по нефтенасыщенности – 54,5 %.

Рассматриваемые продуктивные отложения, согласно классификации Дахнова В.Н., можно отнести к высокоемким и высокопроницаемым коллекторам порового типа.

Продуктивные отложения состоят из одного - трех нефтенасыщенных прослоев, поэтому коэффициент расчлененности равен 2,32, доля коллекторов составляет – 0,66 .

Для проектирования разработки залежей нефти в отложениях кыновского возраста приняты параметры, рассчитанные по данным геофизических и гидродинамических исследований.

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

На Нурлатском месторождении промышленные притоки нефти получены из продуктивных отложений верейского горизонта, башкирского яруса среднего карбона, тульского, бобриковского горизонтов, турнейского яруса нижнего карбона, кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона.

Физико-химические свойства нефтей изучались по поверхностным и глубинным пробам.

Отбор пластовых проб производился специальными глубинными пробоотборниками ПД-ЗМ и ПГМ 27.

Исследовались пластовые пробы на установках УИПК-2 и АСМ-300 по общепринятой методике.

Вязкость нефти определялась вискозиметром ВВДУ, плотность сепарированной нефти - пикнометрическим способом.

Анализы пластовых проб выполнены в секторе пластовых нефтей "ТатНИПИнефть" и группой физики пласта Геологопоисковой конторы.

Анализы поверхностных проб нефтей проводились в нефтесырьевых лаабораториях ВНИИУСа, согласно следующих ГОСТов: плотность - ГОСТ- 39-47, сера - ГОСТ - 377-49, разгонка по Энглеру - ГОСТ-2177-66. Определение концентрации ванадия в нефтях выполнены в лаборатории геологии и геохимии природных битумов ВНИГРИ методом рентгенофлуоресцентного анализа (РФА).

Ниже приведены физико-химические характеристики нефтей по горизонтам.

**Бобриковский горизонт**

Нефть бобриковского горизонта исследована в пластовых и поверхностных условиях соответственно: 77 проб из 4 скважин и 5 проб из 5скважин. В пластовых условиях нефть имеет следующие параметры: давление насыщения 14,05 МПа при колебаниях 4,0÷20,0 МПа, вязкость пластовой нефти – 40,41 мПа·с, при изменении значений 37,75÷43,38 мПа·с. Плотность пластовой нефти изменяется от 0,877 до 0,882 г/см³, составляя в среднем 0,879 г/см³. Плотность сепарированной нефти – 0,898 г/см³, при изменениях 0,895÷0,902 г/см³. Газовый фактор в среднем – 8,06 м³/т, при изменениях (2,76÷13,0), объёмный коэффициент – 1,032 (1,015÷1,058).

**Верейский горизонт**

Нефть верейского горизонта изучалась в пластовых и поверхностных условиях. По данным анализов 4 проб из 2 скважин основные параметры физических свойств изменяются в следующих пределах: давление насыщения от 22,0 до 39,2 МПа, в среднем составляет 31,22 МПа, объёмный коэффициент от 1,025 до 1,033, составляя в среднем 1,028, средний коэффициент сжимаемости – 7,972·10-5 МПа, газовый фактор от7,51 до 8,77, составляя в среднем 8,38 м3/т, плотность пластовой нефти от 0,8899 до 0,902 г/см3, составляя в среднем 0,895 г/см3, плотность сепарированной нефти от 0,9088 до 0,9104 г/см3, составляя в среднем 0,910 г/см3. Динамическая вязкость пластовой нефти по 2 пробам составляет 42,87 мПа·с, вязкость дегазированной нефти 54,2 мкм2

Растворённый в нефти газ, выделенный при разгазировании , содержит в своём составе (%% объёмный) азота в среднем 28,25 %, метана 7,83 %, этана 15,16 %, высших углеводородов 48,03 %.

Нефть верейского горизонта высокосернистая (содержание серы 3,73). Кинематическая вязкость нефти при 50°С изменяется от4,75 до 7,38 ВЭУ, средняя 5,88 ВЭУ. Содержание смол 60% указывает на смолистый характер нефти. Выход светлых фракций до 300° - 32,8%.

**Тульский горизонт**

Тульский горизонт представлен тремя анализами пластовых проб отобранных из скважины № 9039. Нефть тульского горизонта имеет следующие физические свойства:

давление насыщения – 11,7 МПа, вязкость – 84,7мПа·с, плотность пластовой нефти – 0,904 г/см3, плотность сепарированной нефти – 0,916г/см3, коэффициент сжимаемости – 5,4·10-5

МПа, газовый фактор – 1,37 м3/т, объёмный коэффициент – 1,018.

**Бобриковский горизонт**

Нефть бобриковского горизонта исследована в пластовых и поверхностных условиях соответственно в 4 скважинах по 77 пробам и из 5 скважин по 5 пробам.

В пластовых условиях нефть имеет следующие средние параметры: давление насыщения - 14,05 МПа (2,76-13,0), вязкость пластовой нефти - 5,4 мПа·с (4,1-7,8), кинематическая вязкость сепарированной - 40,41 мкм2/с (10,62-95,01), плотность пластовой нефти 0,880 г/см3 (0,863-0,907), сепарированной - 0,898 г/см3 (0,884-0,929). Газовый фактор - 8,06 м3/т (2,76-13,0), объемный коэффициент 1,032 (1,015-1,058).

Газ, выделенный из нефти при однократном разгазировании, содержит в своем составе азота в среднем 22,41%, метана 12,9%, этана 22,41%, высших углеводородов 32,14%.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по 5 пробам из 5-ти скважин следующие: нефть сернистая (серы3,81%), парафинистая (парафина 3,17 %), асфальтенов - 8 %. Нефть тяжелая (плотность 0,9920 г/см3).

**Турнейский ярус**

Нефть турнейского яруса изучалась в пластовых и поверхностных условиях.

По данным 107 анализов пластовых проб, отобранных из 13 скважин в разное время, основные физические параметры следующие: давление насыщения изменяется от 3,0 до 10МПа, составляя в среднем 6,5 МПа, объемный коэффициент – от 1,014 до 1,097, составляя в среднем 1,034, газовый фактор от 1,19 м3/т до 34,73 м3/т, составляя в среднем 8,56 м3/т. Вязкость варьирует от 9,94 до 126,64 мПа·с, в среднем составляя 53,55 мПа/с. Плотность сепарированной нефти от 0,865 до 0,942 г/см3, в среднем - 0,907 г/см3.

Растворенный в нефти газ при однократном разгазировании содержит в своем составе в среднем (%% объемный), азота-23,52 %, метана-0,98%, этана 22,07 %, высших углеводородов-32,65 %. Это говорит о преобладании низших углеводородов над высшими, сероводорода 0 26 % .

По данным анализа 33 поверхностных проб из 24 скважин нефть турнейского яруса тяжелая, плотность колеблется от 0,9069 до 0,9530 г/см3, в среднем составляя 0,9210 г/см3; вязкая - кинематическая вязкость при 50°С изменяется от 23,79 до 94,96 мкм2/сек, в среднем - 44,29 мкм2/сек; сернистая - серы от 1,5 до 4,0 % в среднем составляет 3,45%, парафинистая - парафина 3,5-4,2%, в среднем 3,53 %.

Содержание смол - от 19,9 до 74%, в среднем - 57,1%, указывают на смолистый характер нефти.

Выход светлых фракций до 300° при разгонке по Энглеру составляет 29-46%, в среднем - 31%.

**Кыновский горизонт**

Нефть кыновского горизонта исследована как в пластовых, так и поверхностных условиях.

По данным анализов 2 пластовых проб, отобранных в разное время из 1-ойскважины, основные физические параметры нефти следующие: давление насыщения изменяется от 35 до 63 МПа, составляя в среднем 49,0 МПа. Объемный коэффициент - от 1,153 до 1,183, в среднем - 1,168; газовый фактор – от 47,1 до 59,2 м3/т, составляя в среднем 53,15 м3/т; плотность пластовой нефти - 0,807 до 0,825 г/см3, в среднем - 0,816 г/см3; сепарированной - от 0,870 до 0,870 г/см3, составляя в среднем - 0,870 г/см3; вязкость пластовой нефти - 5,17 МПа·с.

Растворенный в нефти газ при разгазировании содержит в своем составе в среднем: метана - 41,8%, этана - 22,0%, пропана - 21,2%.

Приведенные данные свидетельствуют о преобладании низших углеводородов над высшими. Азота в газе содержится в среднем 3,5%.

По данным анализов 2 поверхностных роб, отобранных из 2-х скважин, нефть кыновского горизонта имеет следующую характеристику. Плотность нефти изменяется от 0,871 до 0,899 г/см3, составляя в среднем 0,885 г/см3, вязкость при 50°С составляет 17,29мкм2/с; нефть сернистая – содержание серы 1,8%, парафинистая - 4%, при колебании 3,7÷4,3%. Нефть смолистая, смол - 42%, при изменении 40-44%.

Выход светлых фракций по Энглеру до 300°С составляет 36%.

**2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ**

**2.1 Характеристика фонда скважин**

Согласно схемы бобриковского горизонта утверждено для бурения 149 скважин, в том числе 145 добывающих, 4 нагнетательная.

По состоянию на 1.01.2005 года бобриковского горизонта пробурено 128 скважин, в том числе 124 добывающих, 4 нагнетательных.

По бобриковскому горизонту среднесуточная добыча нефти в декабре 2005 года составила 698 тонн, вместо 724 тонн в декабре 2004 года. Средний дебит нефти одной скважины по сравнению с прошлым годом не изменился и составил 3,1 тонн в сутки.

Таблица 1. Средний дебит по нефти и жидкости по способам эксплуатации.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Способ эксплуатации | Средний дебит по нефти, т/сут. | | | Средний дебит по жидкости, т/сут. | | |
| на 1.01.04 | на 1.01.05 | +,- | на 1.01.04 | на 1.01.05 | +,- |
| Фонтанный  ЭЦН  ШГН | 0,3  7,9  3,1 | 1,6  8,8  3,0 | 1,3  0,9  -0,1 | 2,2  31,7  7,9 | 1,6  33,7  8,0 | -0,6  2,0  0,1 |

Таким образом, за 2005 год при фонтанном способе эксплуатации и при способе эксплуатации с ЭЦН наблюдается увеличение среднего дебита нефти, а при эксплуатации штанговыми глубинными насосами наблюдается уменьшение среднего дебита нефти на 0,1 т/сут.

ТАБЛИЦА 2. Характеристика действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин на 1 января 2005 года

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фонд скважин | | Количество скважин действующего фонда | Средний дебит | |
| по нефти  т/сут | по жидкости  м³/сут |
| Добывающий | Действующий  ЭЦН  ШГН | 132  7  121 | 3,13  8,8  3,0 | 8,6  33,7  8,0 |
| Нагнетательный | | 4 | - | - |

Средний дебит для жидкости для фонтанного способа эксплуатации уменьшается, а с использованием электроцентробежного насоса и штангового глубинного насоса дебит жидкости увеличивается на 2,0 т/сут и 0,1 т/сут соответственно.

**2.3 Анализ выработки пластов**

Основными объектами разработки на Нурлатском месторождении являются терригенные отложения кыновского и бобриковского возрастов, в которых заключено более 65 % извлекаемых запасов нефти по категории В+С1. Они характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью, которая создает дополнительные трудности при выработке запасов нефти.

В целом на месторождении добыча нефти велась 181 скважиной и составила на 01.01.2004 4,874 тыс. т или 33,5 % от утвержденных извлекаемых запасов по категории В+С1. Начальные дебиты нефти в скважинах варьируют от 1,0 до 108 т/сут.

Нижним объектом эксплуатации на месторождении являются продуктивные отложения пласта До-б кыновского горизонта верхнего девона, вступившие в промышленную эксплуатацию в 1975 году .

Уже через три месяца после начала разработки, несмотря на небольшой объем извлеченной жидкости, наблюдалось быстрое падение пластового давления. В зоне отбора оно снизилось с 20,0 до 16,5 МПа. Одной из причин могла быть плохая гидродинамическая связь законтурной области с зоной отбора, другой - малый объем (45 тыс.м3) воды, закачанной в пласт.

Это доказывает, что в залежах пластово-сводавого типа на начальной стадии разработки при удалении зоны отбора от краевых вод на расстояние более, чем расстояние сетки скважин, влияние законтурной области практически отсутствует и давление в указанной зоне пласта быстро падает.

С целью оптимизации добычи нефти на залежи с 1976 г. внедрена система ППД с использованием законтурного, внутриконтурного, очагового заводнения. Всего на кыновской залежи были введены в работу 23 нагнетательные скважины. Соотношение их к эксплуатационным составило 1: 3. Объем закачанной в пласт жидкости равен 6624 тыс. м3, что составляет 140 % от отбора жидкости в пластовых условиях.

Полнота выработанности запасов нефти пласта Д0-б определялась по степени охвата пластов-коллекторов заводнением по площади их распространения и толщине. Для этой цели использовался комплекс информации, включающий геолого-промысловые и геофизические данные, особенности геологического строения залежи, изменения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Заводнение того или иного пласта устанавливалось в основном по результатам анализа геолого-промысловых данных.

Признаками заводнения коллекторов при анализе геолого-промысловых данных служили:

1. Высокий темп обводнения продукции скважин после длительного периода безводной эксплуатации, либо эксплуатации при стабильной обводненности.

2. В случаях монотонного роста обводненности дата начала заводнения пласта условно устанавливалась после отбора скважиной 20 % от балансовых запасов нефти, приходящихся на скважину.

3. По химическому анализу воды, добываемой с нефтью в общем объеме продукции скважины.

Кроме того, характер насыщенности пластов устанавливался по материалам ГИС-контроля, но объемы таких исследований малы, поэтому основной объем информации получен по результатам анализа геолого-промысловых данных.

Охват пласта заводнением по толщине, в условиях дефицита данных ГИС, определялся косвенным методом, путем расчета по формуле Лысенко В.Д.

Кохв. = 1 – ( 1-В2t / 1-В2ф ) ,, (лит. 4 стр. 76) (1)

### **1 + ((Yв • Мн/ Yн •Мв) • Кф –1) ( 1- В2t )**

В2t , В2ф – соответственно, текущая и начальная обводненности продукции скважин;

Yв, Yн – соответственно, плотности воды и нефти в пластовых условиях;

Мв, Мн – соответственно, вязкости воды и нефти в пластовых условиях;

Кф= К21.5,

Где Кф – коэффициент фильтрации;

К2 – коэффициент вытеснения, принятый для песчаников равным 0,708 д.ед., для алевролитов равным 0,5 д.ед.

При этом, в случаях эксплуатации скважиной нескольких пластов общим фильтром, при различии пластов по проницаемости более чем в 2,5 раза, пласты с меньшей проницаемостью относились к не работающим, в остальных случаях их участие в работе скважины оценивалось пропорционально соотношению их проводимостей.

Работоспособность изложенного подхода оценки степени охвата пласта заводнением по толщине в условиях залежей нефти терригенного девона была доказана на многих площадях Ромашкинского месторождения.

Полученная информация о состоянии заводнения коллекторов с учетом геологического строения залежи, начальной нефтеводонасыщенности, химических свойств и состава воды, коллекторских свойств пластов, расположения скважин относительно зон нагнетания воды, контуров нефтеносности позволили выяснить причины поступления воды в скважины, оценить степень участия отдельных пластов в процессе разработки, заводненные и остаточные ( незаводненные ) толщины пластов и на основании этого построить карту разработки .

Залежь нефти пласта До-б+в кыновского горизонта в промышленную разработку введена в 1975г.

Из двух выделенных пропластков пласта До-б+в в активную разработку вовлечены только запасы пропластка До-б. В начальный период разработка залежи осуществлялась с применением законтурного (скв. № 1729, 44, 122, 116, 1803) и частично внутриконтурного заводнения (скв. № 1708а, 1710).

С середины 80-х годов на залежи формируется три нагнетательных ряда, ориентированных вкрест длинной оси (первый ряд- скв. № 1799, 1823, 1713, 1701, 1796; второй ряд- скв. № 1833, 1710, 9269; третий ряд – скв. № 9270, 1786, 1708а) и разделивших тем самым залежь на 4 самостоятельных блока. С вводом в 1998 году под нагнетание скв. № 45, 1712, 1709 система заводнения трансформировалась в блочную. Практически одновременно с освоением под нагнетание скважин разрезающих рядов прекратилась закачка воды в законтурные нагнетательные скважины (1982-1987гг.).

Рассматривая характер заводнения коллекторов по площади распространения пласта, необходимо отметить, что основные зоны заводнения приурочены к линиям нагнетания воды и приконтурным зонам, что свидетельствует о достаточно высокой активности законтурного заводнения. На участках залежи, где законтурное заводнение отсутствовало, процессы внедрения воды в залежь протекают весьма вяло (по данным Зевакина Н.И., ТатНИПИнефть). Это наиболее характерно для части залежи, расположенной на III блоке (р-н скв. № 1703, 1837, 16, 1785, 1831,1822).

По состоянию на 1.01.2004г. на залежи сформировались две обширные зоны заводнения закачиваемой водой, приуроченные к I и II разрезающим рядам, и третья, небольшая зона заводнения, связанная с III разрезающим рядом.

Наиболее активно процесс продвижения закачиваемой воды наблюдался до начала 90-х годов. В последующий период он замедлился, что очевидно связано с существенным ограничением объемов закачки воды. По-видимому, по этой же причине в приконтурных частях залежи сформировались своеобразные зоны стягивания, о чем свидетельствует работа добывающих скважин № 46а, 55, 1792, 1824, обводненность по которым колеблется от 30 до 50 %, что существенно ниже, чем в зонах активного заводнения закачиваемой водой и процесс заводнения происходит за счет внедрения законтурной воды в залежь.

Подобная небольшая зона выделяется в районе скв. № 1834, 1716, в которых коллекторы заводняются также пластовой водой и обводненность скважин колеблется примерно в тех же пределах (31-39 %). Быстрому распространению закачиваемой воды от нагнетательного ряда скважин препятстствует зона залегания алевролитов в районе скв. № 1716.

Скв. № 1825, вскрывшая водо-нефтяную зону, в течение 22 лет работала с обводненностью меньше 26 %. С 1999 года наблюдается резкий рост доли воды в продукции, что вероятно связано с прорывом пластовой воды по наиболее проницаемым прослоям из нижезалегающих водоносных коллекторов.

Часть залежи пласта До-б, расположенная на территории Самарской области, до конца 1992г. разрабатывалась, по сути, на естественном режиме и признаки заводнения пласта наметились лишь в скв. № 1838, 1822, 1787, где обводненность достигла 14- 20 %, при начальной равной 1-3 %.

По части залежи, расположенной на территории Республики Татарстан, по состоянию на 1.01.2004г., заводнением охвачено 86,4 % площади нефтеносности пласта До-б. При этом площади, заводняемые закачиваемой водой, несколько больше, чем пластовой водой и составляют 59,2 %. Зоны пласта, сложенные песчаниками и переслаиванием песчаников и алевролитов близки между собой по величине коэффициента охвата заводнением по толщине и площади пласта. Значительно в меньшей степени охвачены заводнением зоны залегания алевролитов (64%), тем не менее это свидетельствует об их участии в процессе выработки запасов залежи и о возможности ввода их запасов в более активную разработку.

Результаты анализа охвата пласта заводнением по толщине показывают, что его величина в значительной мере определяется как условиями залегания коллекторов в интервале пласта До-б и их коллекторскими свойствами, так и источниками заводнения (закачиваемая вода, законтурная пластовая вода). Так наибольшей средней величиной охвата пласта заводнением по толщине отмечаются интервалы пластов, сложенных песчаниками, в зонах заводнения закачиваемой водой.

Такая же величина охвата характерна и для прослоев песчаников в зонах, сложенных переслаиванием песчаников и алевролитов, но если рассматривать величину охвата от суммарной толщины прослоев-коллекторов, включая и алевролиты, то она оказывается существенно меньшей, соответственно 0.78 д.ед. и 0.56 д.ед .

В случаях заводнения пластовой водой, во всех выделенных трех зонах по условиям залегания, величины охвата пласта заводнением по толщине в 2-3 раза меньше. Очевидно, что запасы рассматриваемых зон, так же, как и зон, не охваченных заводнением и сосредоточенные в алевролитах, должны быть основными объектами разработки.

В целом, по части залежи пласта До-б, расположенной на территории Республики Татарстан, средняя величина охвата пласта заводнением по толщине составляет 0,52 д.ед.

Анализ состояния выработки запасов выполнялся в соответствии со степенью вовлеченности запасов нефти в разработку по сформированным блокам залежи пласта До-б. При этом, в процессе анализа, оценивались начальные балансовые запасы по каждому из блоков, начальные запасы по площади в той или иной степени охваченной заводнением, запасы нефти в заводненном поровом объеме пласта и, соответственно, текущие коэффициенты нефтеизвлечения и вытеснения, позволяющие судить о степени и интенсивности выработки запасов и достоверности оценки остаточных (незаводненных) запасов и запасов нефти в заводненных промытых поровых объемах. Запасы нефти на заводняемой площади и в заводненном объеме определялись на основании результатов анализа состояния заводнения коллекторов.

Достоверность выполненной оценки выработки запасов определяется по степени соответствия фактических коэффициентов вытеснения в заводненных объемах коэффициенту вытеснения нефти водой, величина которого принята по лабораторным исследованиям и утверждена в подсчете запасов равной 0,708 д.ед.

Результаты анализа показывают, что в среднем по активно разрабатываемой Татарстанской части залежи пласта среднее значение КВН в заводненном объеме составляет 0,737 д.ед., что на 0,029 д.ед. выше коэффициента вытеснения, принятого в подсчете запасов нефти 1993 года по лабораторным данным.

Подобное несоответствие, очевидно, связано с занижением значений коллекторских свойств и соответственно запасов нефти и более высокими фактическими значениями фильтрационных свойств коллекторов, что нередко выясняется при выполнении геолого-промысловых анализов и является вполне приемлемым.

В 2004 году на технико-экономическом Совете ОАО «Татнефть» (протокол № 1946/05-9 (002) от 22.06.2004 г.) было принято решение о перераспределении извлекаемых запасов нефти кыновского горизонта Нурлатского месторождения по Самарской области и Татарстану с изменением КИН (по Татарстану – увеличение до 0,481 д.ед.). Снижение КИН на участке Самарской области до 0,241 связано с тем, что около 70 % объема пластов-коллекторов сложены низкопродуктивными породами - алевролитами.

Согласно карте рельефа дневной поверхности на рассматриваемой территории протекает река Б. Черемшан. В этой зоне предполагается снижение гипсометрических отметок кровли продуктивных отложений и увеличение содержания глинистого материала в терригенных породах кыновского и бобриковского возрастов. Такая закономерность установлена авторами по ряду месторождений РТ (Пионерскому, Ново-Елховскому, Аканскму). Низкие начальные дебиты нефти в пробуренных скважинах: № 1850-500 л/сут, № 1843- 3 м3 /сут, № 53- 2,3 м3/сут, № 63- 2 м3 /сут, № 96- 980 л/сут. говорят в пользу выдвинутой авторами гипотезы.

По состоянию на 1.01.2004г. в целом из пласта До-б+в Нурлатского месторождения отобрано 3369 тыс.т нефти (74,1 % от начальных извлекаемых запасов). Текущий КИН равен 0,311 д.ед.

По части залежи, расположенной на территории Татарстана, накопленная добыча нефти равна 3199 тыс.т (82,4 % от начальных извлекаемых запасов). Текущий КИН достигнут 0,397 д.ед.

Поскольку конечный КИН не дифференцировался по группам коллекторов, поэтому оценка выработки запасов из песчаников и алевролитов проводилась на качественном уровне, исходя из запасов нефти в заводняемой зоне и в заводненном объеме, полученных в результате анализа состояния заводнения коллекторов.

На основании результатов подобного распределения около 89% всей добычи нефти по пласту До-б Татарстанской части залежи отобрано из песчаников.

При анализе выработки запасов по блокам залежи пласта До-б распределение добычи нефти между ними проводилось по работе скважин, расположенных в их пределах, при этом добыча нефти по скважинам разрезающих рядов делилась поровну между смежными блоками.

Выработанность запасов пласта До-б по I - III блокам существенно различаются. Так по I блоку отобрано 1618 тыс.т или 93,5 % от начальных извлекаемых запасов и практически достигнут утвержденный КИН. Коэффициент нефтеизвлечения на заводняемой площади составляет 0,478 д.ед., что на 0,003 д.ед. ниже утвержденного КИН. Выработанность запасов по группам коллекторов мало отличается от состояния выработки всего пласта До-б Татарстанской части залежи. Из всей накопленной добычи нефти 98 % отобрано из песчаников, по которым текущий КИН равен 0,507 д.ед. По алевролитам он составляет всего 0,071 д.ед.

Таким образом, неоднородность состава пород по разрезу ведет к неоднородности выработки запасов нефти в них содержащихся.

Учитывая то, что добывающие скважины продолжают отбор нефти из заводняемых зон, а также более 200 тыс.т балансовых запасов нефти не охвачены заводнением, вполне очевидно, что утвержденный КИН на блоке будет существенно превышен.

Основными резервами для дальнейшей разработки являются запасы нефти в зонах, заводняемых пластовой водой, где охват заводнением по толщине составляет 0,30 д.ед., и зоны, не охваченные заводнением, а также запасы нефти, сосредоточенные в алевролитах. Разработка последних будет, очевидно, сопряжена с вышеуказанными сложностями, поскольку основная часть их запасов находится в зонах переслаивания с песчаниками, что крайне затрудняет выбор и применение методов увеличения КИН.

По II блоку, по состоянию на 1.01.2004г., отобрано 1068 тыс.т нефти, что составляет 87,8 % от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН равен 0,447 д.ед. Как показывают результаты анализа состояния заводнения коллекторов, запасы нефти в той или иной степени охвачены процессом заводнения на всей площади блока, однако вырабатываются опять же лишь запасы нефти, содержащиеся в песчаниках. Но разработка запасов песчаников, как и на I блоке, происходит неравномерно. Наиболее интенсивно процесс разработки протекает в зонах заводнения закачиваемой водой, где охват заводнением по толщине в среднем составляет 0,68 д.ед., в зонах заводнения пластовой водой его величина равна 0,35 д.ед.

Таким образом, основные мероприятия по совершенствованию разработки блока должны быть направлены на более полный охват пласта заводнением в зонах заводнения пластовой водой и выбора методов, позволяющих выравнять фильтрационные сопротивления пород с разными проницаемостными характеристиками. Третий блок залежи отличается от первых двух существенно меньшей степенью выработанности запасов. Накопленная добыча нефти составляет 513 тыс.т. Текущий КИН по нему равен 0,286 д.ед., выработка начальных запасов составляет 59,2 %. Причина такого отставания заключается, очевидно, в меньшей эффективности системы заводнения, сформированной на блоке: отсутствие законтурного заводнения, экранизация влияния закачки от восточного нагнетательного ряда (скв. № 9270, 1786, 1708а) зоной распространения алевролитов.

Об этом свидетельствует существенно меньший средний охват пласта заводнением по толщине равный 0,42 д.ед. (на двух первых блоках он соответственно равен 0,65 д.ед. и 0,57 д.ед.) Как и на первых двух блоках, с опережающими темпами вырабатываются запасы нефти, содержащиеся в песчаниках.

Залежь нефти пласта До-б, расположенная в Самарской области, разрабатывалась практически на естественном режиме. В конце 1992г. большинство добывающих скважин блока были переведены в консервацию. За весь период разработки из пласта отобрано 170 тыс.т нефти, что составляет 27,2 % от начальных извлекаемых запасов. Текущий КИН равен 0,065 д.ед.

Выполненный анализ заводнения кыновских коллекторов и выработки запасов позволяет отметить следующее:

1. По состоянию на 1.01.2004г. в активную разработку введены только запасы пласта До-б Татарстанской части залежи, по которой отобрано 83,9 % от начальных извлекаемых запасов, достигнутый КИН равен 0,404 д.ед. Разработка запасов рассматриваемого пласта в пределах Самарской области осуществлялась на естественном режиме, отобрано 27,2 % от НИЗ. Запасы пласта До-в в разработку не введены.

2. Разработка I и II блоков осуществляется достаточно эффективно, по ним отобрано соответственно, 93,5 % и 87,8 % от НИЗ и даже при существующей системе разработки прогнозируется превышение утвержденного КИН. Выработанность запасов пласта До-б на III блоке существенно ниже – 59,2 % от НИЗ.

Это связано с меньшей эффективностью применяемой системы заводнения на последнем блоке, относительно первых двух и достижение утвержденного КИН без внедрения дополнительных мероприятий по усилению системы заводнения будет проблематичным.

3. Выработка запасов происходит неравномерно, активно разрабатываются лишь запасы нефти в песчаниках, добыча нефти из которых составляет около 98 % от суммарных отборов.

4. Существует необходимость ввода в активную разработку алевролитов, доля балансовых запасов которых составляет более 20 %.

5. Для более эффективной разработки залежи нефти пласта До-б+в необходимы:

а) совершенствование системы разработки пласта До-б путем формирования блочно-очаговой системы заводнения, которая позволит ввести в более активную разработку запасы зон, неохваченных заводнением, заводняемых пластовой водой и характеризующихся низкими охватами заводнением пластов по толщине, зон распространения алевролитов и пласта До-в;

б) ввод в активную разработку запасов части залежи Самарской области;

в) бурение дополнительных добывающих скважин, на участках с высокой плотностью удельных остаточных балансовых запасов и доведение плотности сетки скважин до оптимальной;

г) вовлечение в разработку запасов нефти пластов-алевролитов, находящихся на участках переслаивания их с пластами песчаников путем применения методов увеличения нефтеизвлечения, позволяющих выравнивать фильтрационные сопротивления коллекторов с различной проницаемостью (полидисперсные системы, этилы целлюлозы и др.).

**3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**3.1 Механизм и условия формирование АСПО в скважине**

Технологические параметры разработки нефтяных месторождений значительной степени зависят от физических свойств пластовых нефтей.

Подавляющее большинство способов разработанных месторождений, применяющихся в настоящее время в практике ,связано с изменением в процессе разработки первоначальных пластовых условий – давления и температуры вследствие чего меняются в процессе разработки и физические свойства пластовых нефтей.

Так, при разработке месторождений на режиме растворенного газа пластовое давления в залежи снижается значительно ниже давление насыщения Pпл<Pнас; для месторождений, разработка которых производится с поддержанием давления, пластовое давления в залежине снижается, как правило, ниже давления насыщения. Однако при закачке в пласт больших количеств холодной воды, используемой для поддержания пластового давления на заданном уровне, может происходить снижение температуры нефти которых в первоначальных пластовых условиях имеют температуру насыщения нефти парафином существенно ниже температуры пласта, снижение пластового давления и температуры разработки не должно приводить к выпадению парафина из нефти.

Поэтому изучение условий выпадений из пластовой нефти парафина, при изменении первоначальных параметров пласта, происходящих в процессе разработки, представляет практический интерес, в особенности для месторождения, нефти которых насыщены или близки к насыщению парафином в первоначальных пластовых условиях

**3.2 Состав АСПО**

Без знаний о составе и основных свойствах АСПО – основного объекта исследований и борьбы на всех промыслах АО ‘Татнефть”. Не может вестись серьезная работа по анализируемой проблеме. АСПО – природный композитный материал, состоящий из 10 – 15 органоминеральных веществ и соединений.

Отложения представляют собой, как правило, мазеподобную суспензию или эмульсию с высокой алгезией к различным поверхностям. Компонентный состав АСПО девонская нефть, данные по исследованиям 1990-1995 г.г. : асфальтены – 15…64, смолы – 6…36 , парафин – 2…40, вода связанная – 4…49, мехпримеси – до15.

Растворимость АСПО в широко применяемых углеводородных растворителях дистиллат К-2 , ШФЛУ – продукты переработки нефти на УПКН составляет не более 55-60 % масс., диспергирующая способность – не выше 10-15 % масс. Поэтому в промысловой практике эффективность промывок лифтов дистиллатом, К-2 снижается, как правило, на поверхности НКТ и штанг остаются трудноудаляемые смолисто-асфальтеновые отложения.

Компонентный состав и структура современных АСПО значительно отличаются от традиционных описанных в литературе и справочной информации парафиновых отложений 60-70-х годов. Отметим основные особенности АСПО 90-х годов:

Чрезвычайно широкая гамма компонентного состава по объектам эксплуатации, не только по площадям, скважинам, но даже по месту выпадения в лифте одной скважины;

Резкое увеличение смолисто-асфальтеновых компонентов, что обусловливает увеличение поверхностей активности, адгезии и снижение отмываемости АСПО;

Значительные структурные изменения в АСПО, превалируют составы эмульсионного типа с повышенным адгезионными и когезионными силами взаимодействия;

Увеличение содержания мехпримесей и связанной воды, что увеличивает прочность структурного каркаса отложений и обусловливает трудноудаляемость их с поверхности металлического оборудования.

Возникает необходимость ориентирования на химреагенты комплексного действия с деэмульгирующим свойствами.

Таким образом, по мере разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях начинают проявляться ряд факторов объективного, природного характера, осложняющие ситуацию в решении парафиновой проблемы и снижающие эффективность традиционных мероприятий.

**3.3 Методы используемые в НГДУ “Нурлатнефть” по предотвращению отложений АСПО**

**3.3.1 Механические методы борьбы с АСПО и технология работ при их применении**

Группа механических методов борьбы с парафином заключается в периодическом соскабливании его с поверхности НКТ. Для этой цели была создана целая гамма скребков различной конфигурации постоянного и переменного сечения, опускаемых в НКТ на проволоке специальной лебедкой. Созданы скребки, укрепляемые на штангах, известны «летающие» скребки и скребки-центраторы.

**Скребки** переменного сечения были выполнены так. что при движении вниз они уменьшают свой диаметр, что обеспечивает им свободный проход даже при наличии на стенках труб отложений парафина. При подъеме скребка один из ножей под действием сил, мешающих движению вверх (наличие парафиновых отложений) перемещается вниз, увеличивая режущий диаметр ножей, и срезает отложившиеся асфальто-смолистые вещества.

АДУ **— автоматическая депарафинизационная установка,** осуществляющая подъем и спуск скребка в скважину. Одной из конструкций, получивших широкое применение в свое время, являлась установка АДУ-3.Ими оснащались фонтанные и скважины, эксплуатируемые УЭЦН

Дальнейшим усовершенствованием методов борьбы с парафином было применение **летающих** скребков **конструкции УфНИИ.** Принцип действия их состоял в том, что они оснащались ножами-крыльями, складывающимися при движении вниз и раскрывающимися при движении вверх.

Перед спуском летающего скребка в насосно-компрессорных трубах устанавливался нижний амортизатор сбрасываемого типа, состоящий из подпружиненного кольца и корпуса с плашками. Последний фиксируют в стыке труб на необходимой глубине. Второй амортизатор – верхний, устанавливался на буферной задвижке фонтанной арматуры взамен лубрикатора.

Движение вниз заменялось под действием собственного веса, вверх струей движущейся жидкости. При этом раскрывшиеся ножи соскабливали парафин с НКТ. Переключение движения на ход вверх или вниз происходило при воздействии скребка на концевой нижний или верхний амортизатор. Было установлено, что минимальными дебитами, при которых летающие скребки нормально работали, были 45-50 т/сут, а давление на буфере – 0,5-1,0 Мпа.

Верхняя предельная величина дебита 180-200 т/сут и буферное давление - 4,5-5,0 Мпа.

**Летающие скребки** получили ограниченное в применение из-за ряда осложнений. К ним относились постоянные остановки скребков из-за заклинивания в парафиновых отложениях, стыках труб или искривлениях колонны, избежать которых было практически невозможно.

В отдельных скважинах они работали удовлетворительно и могут сегодня использоваться в арсенале средств борьбы с парафином. **Скребки для** скважин, **эксплуатируемых УШГН,** могут выполнятся фигурными или пластинчатыми. На каждой штанге укрепляется до 8 скребков .Существенным недостатком пластинчатых скребков является способ их крепления.Он состоит в приварке пластины к хомуту, охватывающему штангу. При этом предполагается, что сварка не повредит штангу, а удерживаться пластина в заданном месте будет за счет деформации хомута при охлаждении.

На самом деле в процессе сварки нагревается и штанга, что, наверняка, вызывает изменении в структуре металла. Кроме того, имеют место случаи их сползания с места установки.

Очистка НКТ от парафина происходит в процессе вращения колонны штанг со скребками. Для этой цели применяют штанговращатели, монтируемые на устье скважины и поворачивающие колонну при движении вниз.

**3.3.2 Тепловые методы**

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при воздействие тепла и выноситься потоком жидкости. Среди тепловых методов известны:

А) подача в скважину теплоносителей – пара и жидкостей;

Б) помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой – электронагреватели, химические термогенераторы.

Промышленность выпускает для этих целей агрегаты и установки нескольких конструкций.

Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100 предназначается для депарафинизации оборудования паром, вырабатываемым специальным парогенератором, смонтированным на шасси автомобиля КрАЗ – 255Б1А.

Парогенератор – вертикальный прямоточный змеевиковый котел, превращающий воду в пар , в количестве 1.6м3/с с давлением 10мпа и температурой до 310 С . При воздействие пара на АСПО последние расплавляются, отделяясь от стенок труб и, смешиваясь с жидкостью, выносятся из скважины.

Агрегат депарафизационный предназначен для очистки скважин и оборудования от АСПО жидкостью, подогреваемой в нагревателе до 150 С и нагнетаемой насосом с производительностью 12м3/ч и давлением до 13мпа.

Электронагрев – один из способов тепловой обработки, состоящий в размещение источника тепла непосредственно в зоне воздействия, и обладающий наибольшей эффективностью: в этом случае удается избежать потерь тепла.

Для этой цели применяется специальная установка УЭС – 1500, включающая в себя каротажный подъемник типа ПК – 2 , смонтированный на автомобиле, и автотрансформаторе

**3.3.3 Химические методы**

Химические методы получили широкое развитие в последние годы, когда были созданы химические реагенты, активно воздействующие на парафин – ингибиторы парафинообразования. Среди них можно выделить несколько классов:

1) смачиватели создают на оборудовании защитную гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов парафина;

2) диспергаторы стимулируют взвешенное состояние кристаллов;

3) Модификаторы взаимодействуют с кристаллами парафина и диспергируют их.

В настоящее время вследствие высокой стоимости химреагентов проблема не в их приобретение, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину. На практике получили применение три способа подачи реагента:

А) Залповый – разовая закачка большого объема химреагентов в пласт через определенные интервалы времени;

Б) Затрубный – дозирование в затрубное пространство устьевыми дозаторами;

В) Скважинный – дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

Залповый способ неэкономичен, так как реагент выносится вместе с жидкостью и используется по результатам исследований на 20-30%.

Учитывая высокую стоимость химических реагентов, особенно импортных, повсеместно применение этого способа вряд ли можно считать оправданным.

При дозирования в затрубное пространство реагент, проходя слой эмульгированной нефти, к приему насосов или башмаку труб поступает лишенным активности. С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что снижает экономичность дозатора.

Следует иметь в виду еще один фактор: многие реагенты при снижение температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время – замерзают. Это затрудняет операции с ними.

Скважинные дозаторы монтируют на приеме насосов и подают реагент непосредственно в область приема. Таким образом, реагент имеет высокую температуру, что усиливает его активность и немедленную реакцию.

Разработаны конструкции, позволяющие регулирование дозы и синхронную работу с насосом.

Опыт испытаний различных дозаторов, проведенный промысловыми инженерами и учеными, позволил выбрать следующие направления совершенствования и проектирования новых конструкций.

1) Простота устройства, позволяющая изготовить дозатор в условиях промысловых мастерских.

2) Незначительная масса ( в пределах 10-15 кг ) позволяющая транспортировать о монтировать его без привлечения грузоподъемных средств.

3) Простота монтажа, не требующая специальных дополнительных сооружений и сварочных работ на устье скважины.

4) Отказ от электропривода, как опасного, дорогостоящего и ненадежного, и использование в качестве привода движущих элементов СК.

5) Обеспечение подогрева химреагента.

**3.4 Анализ причин ремонтов скважин оборудованных УШСН**

Таблица 4. Причины ремонтов скважин, оборудованных УШСН в ЦДНГ № 3.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Причины ремонтов | 01.01.05 | 01.01.06 |
| Обрыв штанговых колон УШСН | 15 | 13 |
| Обрыв штанг по телу ( УШСН ) | 13 | 12 |
| Обрыв укороченной штанги УШСН | 0 | 0 |
| Обрыв штанги по муфте УШСН | 2 | 1 |
| Негерметичность НКТ ( УШСН ) | 0 | 3 |
| Обрыв НКТ по телу ( УШСН ) | 1 | 0 |
| Обрыв НКТ по резьбе ( УШСН ) | 1 | 4 |
| Износ резьбы НКТ ( УШСН ) | 3 | 0 |
| Трещина в теле НКТ ( УШСН ) | 2 | 4 |
| Трещина в муфте НКТ ( УШСН ) | 0 | 1 |
| Износ НКТ истиранием ( УШСН ) | 1 | 0 |
| Износ насоса ( УШСН) | 3 | 2 |
| Неисправность насоса (УШСН ) | 1 | 0 |
| Отворот насоса ( УШСН ) | 0 | 1 |
| Отложения парафина на приеме УШСН | 4 | 4 |
| Отложения гипса на приеме УШСН | 0 | 0 |
| Отложение солей на приеме УШСН | 0 | 0 |
| Всего | 46 | 41 |

Уменьшение обрывов штанг связаны с выполнением мероприятий по снижению обрывов и отворотов штанговых колонн. Также с запуском на базе ПРЦГНО установки по дефектности штанги НКТ.

Увеличение ремонтов по причине отложения АСПО на приеме насоса может объяснить тем, что в 2006 году не было произведено тщательной профилактической промывки.

**3.5 Анализ методов борьбы с АСПО и определение оценки эффективности применяемых методов**

Таблица 5. Методы борьбы с АСПО в ЦДНГ №3.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 01.01.05 | 01.01.06 |
| Промывки НДС | 0 | 2 |
| Скребки - центраторы | 28 | 28 |
| НКТ с покрытием БМЗ | 13 | 18 |

Без единой методики определения результативности методов, способов и технологий предупреждения выпадения АСПО невозможно вести серьезную аналитическую работу.

Под эффективностью мероприятия понимается обеспечение стабильной производительной работы скважины без образования АСПО на оборудовании. В физическом отношении эффективность выражается без парафиновым периодом работы скважины, превышающим базовый период. Проблема заключается в точном фиксировании без парафинового периода работы за счет применения мероприятия.

Естественно, необходимо предварительно зафиксировать базовый период работы скважины. Вместо традиционных субъективных МОП и МРП предлагается система численных критериев.

- максимальная нагрузка на головку балансира станка-качалки.

- сила тока на электродвигателе станка-качалки при ходе вверх/вниз.

- дебит скважины.

Все эти численные показатели определяются известными, относительно несложными, измерениями. В частности, нагрузки на головку балансира определяется расчетным методом или вычисляется по диаграмме, сила тока на электродвигателе замеряется стандартным электроприбором, дебит замеряется устьевыми дебитомерами типа СКЖ-15-40М, СКЖ-30-40 или автоматическими устройствами на ГЗУ.

Каждый из трех численных показателей работы скважины является индикатором появления и накопления АСПО на поверхности НКТ и штанг.

Но в комплексе они взаимодополняют друг друга по чувствительности и информативности процесса. Общая схема анализа эффективности методов предупреждения выпадения АСПО заключается в следующем:

- получение базовых данных / замеры скважины до мероприятия, слежение за их динамикой от начальных значений до критических.

- проведение мероприятия по борьбе с АСПО / например , промывка лифта, закачка реагента в затрубное пространство, спуск дозатора с ингибитором, спуск НКТ с покрытием или др.

- замеры скважины, слежение за их динамикой в течение анализируемого периода.

- обработка данных, анализ, выводы.

**3.6 Контроль за работой скважин на которых применяются методы борьбы с АСПО**

При эксплуатации скважины в обычном режиме все показатели периодически замеряются с частотой, не менее 2-4 раза в месяц, в зависимости от темпа запарафинивания скважины. Одним из признаков этого момента является зависание штанг при ходе плунжера вниз. Величины контрольных параметров, снятых в этот период, назовем критическими.

Скважина останавливается. Производят подъем глубинно-насосного оборудования и его отчистку от АСПО. Скважина пускается в работу с применением того или иного мероприятия по предупреждению выпадения АСПО.

После выхода скважины на стабильный режим работы замеряются контрольные показатели. С периодичностью 2-4 раза в месяц снимаются замеры анализируемых показателей. Контроль за работой скважины ведут до момента достижения критических показателей, т.е. до момента полной парафинизации оборудования.

Аналогичным образом проводятся промысловые работы по замеру и слежению за контрольными параметрами при последовательном испытании других методов борьбы с АСПО на этой скважине.

**3.8 Выводы и предложения**

1. Мероприятия НГДУ по борьбе с АСПО в основном выполняются однако при планировании мероприятий не учитывается опыт применения данных методов в структурных подразделениях ОАО «Татнефть».

2. Осуществлять системный подход к парафиновой проблеме, нет четкого представления о способах и объемах применения различных методов борьбы с запарафиниванием.

3. Основным методом борьбы с АСПО в НГДУ остаются промывки.

Отмечена тенденция перехода от дорогих дистиллятных промывок не более дешевые промывки с применением МЛ-80. Однако, в НГДУ в большом объме применяются высокозатратные обработки скважин горячей нефтью и неэффективные обработки ингибитором парафиноотложений ТНПХ-1А.

4. Наибольшее количество ремонтов по причине запарафинивания приходится на фонд скважин с УШГН, где в качестве основного или дополнительного метода борьбы с АСПО применялись промывки, что свидетельствует об их низкой технологической эффективности.

5.В НГДУ отсутствуют свои разработанные технологические инструкции по проведению обработок скважин с обоснованием типа и объема промывки, порядка диагностирования скважины до и после проведения мероприятий.

6. Отсутствует полноценный анализ технико-экономической эффективности применяемых методов борьбы с АСПО. Использование нескольких методов борьбы с АСПО на одной скважине приводит к удорожанию и не позволяет выявить их индивидуальную технологическую эффективность.

7. В целом в НГДУ проблема борьбы с АСПО остается сложной, мероприятия, разработанные в НГДУ, не обеспечивают существенное снижение затрат при борьбе с АСПО.

1. Для увеличения эффективности и снижения затрат при выполнении мероприятий по борьбе с АСПО необходимо использование системного подхода при планировании данных мероприятий.

2. При планировании мероприятий необходимо учитывать:

- Экономическую и технологическую эффективность данного метода;

- Количество выполненных ПРС по причине АСПО при использовании данного метода;

- Область возможного применения и степень изученности метода;

- Технологический режим и физико-химические свойства добываемой продукции.

3.Необходимо увеличить темпы внедрения высокоэффективных и малозатратных механических методов борьбы с АСПО – скребков-центраторов.

4. Разработать мероприятий по снижению высокозатратных и неэффективных обработок. При разработке мероприятий необходимо планировать использование только одного метода на конкретной скважине. В исключительных случаях применение комбинации методов должно быть обосновано.

5. В актах на проведение ПРС фиксировать интервал формирования АСПО независимо от причины ремонта скважины.

6. Необходимо проведение ежеквартального анализа выполнения мероприятий по борьбе с АСПО с возможной их корректировкой.

**4. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА**

**4.1 Техника безопасности и охрана труда при промывке скважины нефтедистелятной смесью и при работе с химреагентом**

1 Основную массу дистиллята составляет растворитель, состоящий из ароматических углеводородов и их производных. Углеводороды этих классов огнеопасны, поэтому при работе с ними, при их хранении и транспортировке должны соблюдаться правила по применению, перевозке и хранению горючих и легковоспламеняющихся жидкостей.

2 Обработка скважин растворителями должна проводиться обученным персоналом под руководством мастера или другого инженерно-технического работника по утвержденному плану.

3 Перед началом работ по обработке ответственный руководитель должен ознакомить работников:

- с характером предстоящих работ;

- с возможными опасными моментами и мерами по их предупреждению;

- со схемой расстановки агрегатов и автоцистерн у устья скважины;

- с правилами пожарной безопасности.

4 Обработку скважины растворителями следует производить только в светлое время суток. Во время грозы, при силе ветра больше10 м/с, во время ливня, при сильном тумане или снегопаде производство работ по обработке скважин запрещается.

5 На скважине должны быть первичные средства пожаротушения.

6 Во время работы пользоваться инструментом, не дающим искры.

7 Применение открытого огня на территории скважины, в т.ч. курение, на расстоянии ближе 50 м, не допускается.

8 При обработке скважины работать следует в спецодежде, спецобуви и рукавицах, исключающих прямой контакт кожи работающих с дистиллятом. При попадании дистиллята на кожу необходимо промыть ее чистой водой с мылом, так как реагент может вызвать дерматит.

9 Пары реагента раздражающе действуют на слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз.

10 Площадка около устья и территория скважины должны быть очищены от замазученности, ненужные материалы, инструменты и оборудование убраны.

11 Установку агрегата на скважине следует производить на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с наветренной стороны.

Выкидная линия агрегата должна быть оборудована исправными предохранительным клапаном и манометром.

Выхлопная труба двигателя агрегата должна быть выведена на высоту не менее 2 м от платформы и иметь исправный, надежно закрепленный искрогаситель.

12 У автоцистерн, занятых перевозкой дистиллята, труба глушителя должна быть выведена вперед, и оборудована искрогасителем, на цистерне должна быть надпись «Огнеопасно». Кроме того, автоцистерны должны быть снабжены заземляющими проводниками для отвода статического электричества.

13 Агрегат и автоцистерны должны быть укомплектованы огнетушителями, кошмой, лопатами, медицинской аптечкой.

14 Емкости автоцистерн должны заполняться дистиллятом - на 90%.

Сливные краны и штанги автоцистерн должны содержаться в полной исправности, а их состояние и крепление должно исключать подтекание и расплескивание жидкости.

15 Перед началом работ по обработке скважины необходимо нагнетательную линию насосного агрегата спрессовать на полуторократное ожидаемое рабочее давление. При опрессовке весь персонал удаляется в безопасную зону — на расстояние не ближе 25 м с наветренной стороны.

16 Нахождение посторонних лиц на территории скважины во время обработки не допускается.

17 Во время обработки скважины растворителем в процессе ремонтных работ двигатель грузоподъемного агрегата должен быть заглушен, печь культбудки и все источники открытого горения потушены.

18 В случае разлива дистиллята через соединения нагнетательных трубопроводов следует немедленно остановить дальнейшие работы по его закачке в скважину, стравить давление до атмосферного, после чего устранить утечки дистиллята, места разлива засыпать сухим песком и произвести повторную опрессовку нагнетательной линии.

19 По окончании закачки растворителя в скважину произвести прокачку технологической жидкостью в объеме, достаточном для промывки насоса и нагнетательной линии, после чего закрыть задвижки на арматуре и оставить скважину на реагирование.

20 Если обработка скважины проводилась во время производства текущего или капитального ремонтов, ремонтная бригада имеет право приступить к ремонтным работам только после тщательной промывки дистиллята из скважины.

21 При необходимости вымывания дистиллята и скважинной жидкости в желобную или автоцистерну (при отсутствии нефтепровода) выкидная линия от скважины должна быть жестко закреплена на желобной или автоцистерне.

22 При сливе в желобную или автоцистерну не допускать «свободной» струи во избежание образования статического электричеств

**5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**5.1 Мероприятия по охране недр и окружающей среды при условиях НГДУ «Нурлатнефть»**

В соответствии с «Основами законодательства республик о недрах», «Основами водного законодательства» и «Водного кодекса РФ», действующим положением о Госгортехнадзоре по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов, разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что нефтегазодобывающая промышленность загрязняет атмосферу, почвы, поверхностные и подземные воды, между которыми существует тесная связь. Основными источниками загрязнения окружающей среды являются надземные и подземные нефтепромысловые сооружения. На распространение очагов загрязнения влияет ряд факторов:

* физико-географические условия;
* геолого-гидрогеологические особенности;
* характер размещения нефтепромысловых сооружений и их состояние;
* особенности разработки нефтеносных объектов и др.

**Обязанности заместителя главного инженера по охране окружающей среды**

- Организует и осуществляет контроль за соблюдением в управлении законодательства об охране окружающей среды, инструкций и других документов по охране природы, за выполнением постановлений и решений государственных органов, приказов и указаний выше стоящих органов, руководства объединения и управления, предписаний органов Госгортехнадзора, с учетом конкретной экологической обстановки в районах деятельности НГДУ;

* Совместно со службами НГДУ (службой главного геолога, главного технолога, главного специалиста по добыче нефти и газа или начальником ПТО, главного маркшейдера, отделом капитального строительства и др.) разрабатывает перспективные и годовые планы по охране окружающей среды;
* Разработанные для НГДУ планы согласовывает с межрайонными комитетами по охране природы санитарно эпидемическими станциями, утверждает их у начальника НГДУ или главного инженера НГДУ и направляет их для дальнейшего рассмотрения и согласования в объединение. Рассмотренные и согласованные мероприятия (планы) по охране окружающей среды в районах деятельности НГДУ доводит до исполнителей;
* Своевременно обеспечивает представление отчетности о природоохранительных мероприятиях во все контролирующие организации: межрайонные комитеты природы, санитарно эпидемиологические станции, объединение;
* Участвует или обеспечивает участие специалистов управления при расследовании причин загрязнения окружающей среды, а также в разработке мероприятий по их предупреждению и устранению;
* Доводит до сведения начальников цехов, отделов и служб управления информацией о случаях загрязнения окружающей среды, происшедших на других предприятиях (по получению соответствующей информации от вышестоящей организации);
* Организует заключение договоров с научными и другими организациями по вопросам охраны окружающей среды;
* Совместно с главными специалистами НГДУ, специалистами цехов и служб при необходимости с учетом конкретной экологической обстановки, разрабатывает методики по предупреждению и устранению загрязнений, возникающих в районе деятельности НГДУ;
* Рассматривает проекты обустройства месторождений НГДУ с точки зрения охраны окружающей среды и вносит по этим вопросам своих предложения и замечания;
* Осуществляет периодические проверки состояния охраны окружающей среды в подразделениях и на объектах управления с привлечением к этой работе всех главных специалистов, ИТР отделов, служб;
* Подготавливает проекты приказов, распоряжений, служебных записок по вопросам охраны окружающей среды и представляет руководству управления предложения по дальнейшему улучшению и оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности НГДУ.

**Права заместителя главного инженера по охране окружающей среды.**

Имеет право:

* Представлять в установленном порядке НГДУ в других организациях по вопросам, касающимся охраны окружающей среды (ООС);
* Требовать в установленном порядке от всех подразделений НГДУ необходимую информацию для выполнения возложенных на службу охраны природы функций;
* Представлять руководству НГДУ материалы о привлечении к ответственности работников управления и работников смежных предприятий, допускающих нарушения в области охраны окружающей среды уклоняющихся от выполнения требований службы ООС на территориях деятельности НГДУ;
* Давать предложения руководству НГДУ о поощрении работников подразделений управления за активное участие в осуществлении мероприятий, направленных на оздоровление экологической обстановки в районах деятельности НГДУ.

**Обязанности инженера 1 категории службы охраны окружающей среды**

Ведает вопросами охраны труда;

* Участвует в разработке, формировании и согласовании с природоохранительными органами месячных, годовых и перспективных планов и мероприятий по охране окружающей среды. Составляет отчеты по выполнению данных мероприятии и направляет их в соответствующие инстанции;
* Осуществляет учет количества сбрасываемых и утилизируемых пластовых и сточных вод;
* Ведет учет, отчетность и анализирует причины аварийных порывов нефтепроводов и водоводов промысловых сточных и пластовых вод и количества разлитых при этом нефти и воды;
* Участвует в разработке мероприятий по сокращению порывов нефтепроводов и водоводов, повышению надежности их эксплуатации;
* Принимает участие в разработке мероприятий по предотвращению загрязнения территории промыслов и близлежащих водоемов и следит за их выполнением. Ежеквартально составляет справку о результатах выполнения этих мероприятий;
* Следит за состоянием открытых водоемов, расположенных на территории производственной деятельности НГДУ. Анализирует данные лабораторных исследований проб воды, отобранных в соответствии с графиками и схемами отбора проб и дает свои заключения и предложения.
* Контролирует своевременность отбора проб по режимным сетям наблюдательных скважин, проводит их камеральную отработку, выдает рекомендации;
* Участвует в разработке мероприятий по предупреждению загрязнения воздушной среды промышленными выбросами и следит за их выполнением. Ведет учет результатов замеров выбросов лабораториями ЛООС НПУ и межрегиональной инспекции, анализирует результаты и дает рекомендации;
* Составляет годовые и ежеквартальные расчеты по плате за выбросы вредных веществ в атмосферу в экологические фонды районов и федеральный бюджет и согласовывает их с комитетами по экологии и налоговой инспекцией районов;
* Составляет ежемесячный отчет по оплате в бюджет за водопотребление по районам;
* Осуществляет контроль за выполнением постановлений, распоряжений, протоколов тех. советов, приказов, предписаний контролируемых органов в области охраны окружающей среды;
* Составляет и проверяет предъявленные расчеты на штрафы со стороны природоохранных органов за факты нарушения природоохранной деятельности, достоверность расчетов в предъявленных претензиях на возмещение ущерба или упущенной выгоды со стороны землепользователей;

Имеет право:

* Требовать в установленном порядке от всех подразделений НГДУ необходимую информацию для выполнения возложенных на службу охраны природы функций; Представлять руководителю службы ООС материалы о привлечении к ответственности работников управления и работников смежных предприятий, допускающих нарушения в области ООС, уклоняющихся от выполнения требований службы ООС на территориях производственной деятельности НГДУ.

На территории Аксубаево-Мокшинского, находятся нефтепромысловые сооружения: 13 ГЗУ, 1 ДНС, 1 КНС и 220 пробуренных скважин (из них 43 нагнетательные ).

При разработке и эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферу попадают вредные для животного и растительного мира вещества: углеводороды, окислы серы, азота и углерода, сероводород.

На данный момент разработки месторождения, наблюдения за состоянием воздушной среды в населенных пунктах не ведется. На нефтепромысловых объектах (ДНС, КНС, ГЗУ) контроль за воздушной средой ведется ежесменно. Для охраны воздушного бассейна необходимо выполнять следующие мероприятия:

1. Герметизация всей системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды. Соблюдение регламента и правил технической эксплуатации.
2. Полное использование и утилизация нефтяного газа.
3. На скважинах, оборудованных станками-качалками, установить устьевые сальники двойного, уплотнения.

Ликвидация нефтяных амбаров, открытых очистных сооружений. Реализация этих мероприятий позволит решить проблемы экологической чистоты технологических процессов при разработке и обустройстве нефтяных месторождений, максимально снизить ущерб наносимый окружающей среде и обеспечить безопасность населения.

**Охрана поверхностных и пресных вод. Состояние поверхностных вод**

Качество вод поверхностных водоемов оценивается по СанПиНу 2.1.4.559.96.

Загрязнение нефтью и нефтепромысловыми сточными водами поверхностных водоемов характеризуется повышенными концентрациями хлоридов, сульфатов, высоким показателем общей минерализации воды.

Предельно допустимые концентрации ( ПДК ) для вод хозяйственно-бытового назначения составляют:

|  |  |
| --- | --- |
| Хлориды | 350мг/л |
| сульфаты | 500мг/л |
| общая минерализация | 1000мг/л |
| общая жесткость | 7,0 мг-экв/л |
| водородный показатель | 6,0-9,0 |

НГДУ «Нурлатнефть» регулярно (ежемесячно) ведет контроль за состоянием поверхностных водоемов на территории своей деятельности. На данном месторо-этот контроль отсутствует.

В мае месяце 2002 года сотрудниками ТатНИПИнефть на Аксубаево-Мокшинском месторождении был проведен разовый отбор проб воды из 2-х ручьев.

В пробе воды, отобранной из ручья содержится: хлоридов - 39 мг/л; сульфатов - 117 мг/л при общей минерализации - 907 мг/л. Гидрохимический состав воды - гидрокарбонатно-калиево-натриевый.

В пробе воды, отобранной из этого же ручья в другом месте содержится: хлоридов - 51 мг/л; сульфатов - 35 мг/л при общей минерализации - 635 мг/л. Состав воды - гидрокарбонатно-калиево-натриевый.

Вода содержит: хлоридов - 98 мг/л; сульфатов - 110 мг/л при общей минерализации. Состав воды - гидрокарбонатно-калиево-натриевый.

Таким образом, вода в поверхностных водоемах Аксубаево-Мокшинского месторождения не загрязнена и отвечает нормам СанПиНа.

**Охрана окружающей среды в НГДУ «Нурлатнефть»**

Деятельность предприятия по добыче нефти не должна определяться негативным воздействием на окружающую среду. Для выполнения этой задачи предлагается осуществлять следующие мероприятия:

а) с целью своевременного обнаружения и устранения негерметичности нефтепромыслового оборудования вести систематический контроль за герметичностью поверхностных и подземных нефтепромысловых сооружений, использовать для химической защиты высокоэффективные ингибиторы коррозии; б) регулярно проводить исследования состояния загрязнения атмосферного воздуха в населённых пунктах, на объектах добычи и ремонта скважин;

в) запретить бурение, эксплуатацию нефтяных, нагнетательных скважин и прокладку водоводов и нефтепроводов в пределах санитарно- защитной зоны ;

г) не реже одного раза в год проводить проверку герметичности оборудования всех скважин, используемых для добычи нефти;

д) улучшить работу бригад подземного и капитального ремонта скважин по недопущению разлива жидкостей;

е) при ремонтных работах запретить применение земляных амбаров и использование желобных систем;

ё) утилизацию продуктов реагирования кислоты и других отходов производить в специально отведённых местах.

Ситуационная карта площади Аксубаево - Мокшинского месторождения с обозначением санитарно - защитных зон.

**Охрана окружающей среды при осуществлении кислотных обработок призабойных зон пласта**

Разлившаяся в воду кислота опасно изменяет состав и свойства воды, превращая её в токсичное вещество. При разлитии кислоты на почву, она изменяет физико-химические свойства плодородной земли, разрушает почвенную структуру.

Выделяясь в атмосферу сероводород создает опасность и для жизнедеятельности животного и растительного мира. Природный минерал, представляющий собой маслянистую жидкость от тёмно-коричневого до белого цвета со специфическим запахом

Категория взрывоопасности нефти ПА-Т3 по ГОСТ 12.10.11-78 . В чистом виде нефть в природе почти не встречается и на практике, приходится иметь дело с нефтью, содержащей различные примеси − газ, воду, различные соли, механические взвеси. Нефть и её фракции (бензиновая, керосиновая), а также предельные и непредельные углеводородные газы и ароматические вещества (бензол, толуол, ксилол) являются одновременно наркотическими ядами и ядами крови. Токсичность нефтей значительно возрастает при содержании в них сернистых соединений (H2S, SO2, SO3 и

др.). Даже кратковременное вдыхание паров этих веществ при концентрациях выше предельно-допустимой концентрации может привести к замедлению пульса, понижению кровяного давления, потери сознания и смерти.

Особенно опасны пары бензина с ароматическими соединениями, способные в течение 10 мин., при концентрации 10 мл/л вызвать расстройство нервной системы и всего организма с симптомами головокружения, головной боли, сердцебиения, тошноты, судорог, потери сознания. Сырая нефть, попадая на кожу человека, обезвоживает, сушит её, вызывая зуд, красноту, пигментацию. При этом происходит растрескивание ткани, развиваются кожные заболевания (экзема и дерматит). Нефть и её пары могут вызвать острые и хронические отравления всего организма. Пагубное воздействие разлившаяся нефть оказывает на почву. Проникая в плодородную землю, она изменяет её физико-химические свойства, изменяет соотношение между углеродом и азотом, изменяет режим почв и корневого питания растений. Загрязнение почвы опасно и для человека, поскольку влияние нефти может проявиться через пищевые цепи (сельскохозяйственные продукты).

**Расчет КОП НГДУ «Нурлатнефть»**

Категория опасности определяется в зависимости от массы и состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, рассчитывается по формуле:



где Mi – масса выброса i-го вещества, т/год

ПДКi – среднесуточная предельно допустимая концентрация i-го вещества, мг/л

n – количество загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием

ai – безразмерная константа, позволяющая соотнести степени вредности

i-го вещества с вредностью сернистого газа, определяется по таблице 6

Таблица6. Степень вредности сернистого газа

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Константа | Класс опасности | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ai | 1,7 | 1,3 | 1,0 | 0,9 |

Расчет предприятия НГДУ «Нурлатнефть» на категорию экологической опасности представлен в таблице 6. Таким образом, НГДУ «Нурлатнефть» относится ко II классу опасности. Для сокращения вредных выбросов необходимо следить за сальниковым уплотнением и за арматурой во избежание утечек. При своевременной замене сальников и проведении техосмотров вредные выбросы могут быть сокращены.

Таблица 7. Расчет категории опасности НГДУ «Нурлатнефть»

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вредные вещества | Mi, т/год | ПДКi,  мг/м3 | Класс  Опасности | ai |  |
| Бензин | 4991,37 | 1,5 | 4 | 0,9 | 1467,11 |
| Сероводород | 12,599 | 0,008 | 2 | 1,3 | 21494,01 |
| Углерода окись | 180,742 | 3,0 | 4 | 0,9 | 39,9893 |
| Азота двуокись | 20,0669 | 0,04 | 2 | 1,3 | 1251,67 |
| Ангидрид сернистый | 11,744 | 0,05 | 3 | 1,0 | 234,88 |
| Сажа | 9,63 | 0,05 | 3 | 1,0 | 192,6 |
| Метан | 0,954 | 50 | - | 1,7 | 0,0629 |
| Спирт метиловый | 0,0578 | 0,5 | 3 | 1,0 | 0,11562 |
| Спирт изобутиловый | 0,175 | 0,1 | 4 | 1,7 | 2,5892 |
| Ингибиторы | 2,432 | 0,5 | - | 1,7 | 14,7194 |
| Бенз(а)пирен | 0,0002432 | 0,000001 | 1 | 1,7 | 11379,89 |
| Пятиокись ванадия | 0,0641 | 0,002 | 1 | 1,7 | 363,0008 |
| Железа окись | 0,0629 | 0,04 | 3 | 1,0 | 1,5725 |
| Марганца оксид | 0,0045 | 0,001 | 2 | 1,3 | 7,066 |
| Кремния диоксид | 0,0046 | 0,02 | - | 1,7 | 0,0822 |
| Фториды плохо растворимые | 0,0046 | 0,03 | 2 | 1,3 | 0,0874 |
| Фториды газообразные | 0,0039 | 0,005 | 2 | 1,3 | 0,7239 |
| Сумма |  |  |  |  | 45833,41 |
| Категория опасности  Предприятия |  |  |  |  | II |

**6. ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**6.1 Организация труда бригады ПРС**

**Организация труда и рабочего места бригады ПРС**

Бригада по подземному и капитальному ремонту скважин является первичным звеном трудового коллектива цеха подземного и капитального ремонта скважин НГДУ «Нурлатнефть».

Все распоряжения, относящиеся к производственной деятельности бригады передаются рабочим через мастера , а в его отсутствие старшего по вахте.

Указание мастера является обязательным для всех подчиненных ему рабочих и рабочих других структурных подразделений НГДУ «НН», участвующих в технологическом процессе ремонта скважин и могут быть отменены руководством цеха только через него.

Бригада активно участвует в разработке и внедрении передовых и безопасных методов и приемов труда, автоматизации и механизации производственных процессов, внедрение мероприятий научной организации труда применения типовых проектов организации рабочих мест, повышения эстетики и культуры труда, принимает активное участие в изобретательстве и рационализации производства, за счет чего добивается повышения производительности труда.

Бригада принимает активное участие в разработке организационно-технических мероприятий по повышению эффективности производства и качества работы, добивается улучшения коэффициента использования рабочего времени, укрепления производственной и трудовой дисциплины.

Бригада по подземному ремонту скважин предоставляется план-заказ, утвержденный начальником ЦДНиГ, согласованный с начальником ЦП и КРС. Бригаде выдается нормированный наряд с указанием общей нормативной продолжительности работ на:

-переезд на скважину - 4 ч.

-подготовительно-заключительные работы – 4,5 ч.

-подъем-спуск глубинного оборудования,

-глушение,

-промывка перед запуском,

-пропарка НКТ, штанг – 3 ч.

-мелкие ремонтные работы.

Дополнительные операции, которые могут возникнуть в процессе ремонта скважин, прилагаются отдельным перечнем работ к наряду бригады на ремонт скважины. Перечень дополнительных операций при проведении ПРС

1. Промывка забоя, спуск-подъем пера – по норме

2. Закачка ингибитора, спуск-подъем воронки

3. Геофизические исследования

а) со спуском-подъемом труб – по норме

б) без спуска-подъема труб – по факту

4. Ремонт запарафиненных скважин – по факту

5. Ликвидация аварий, технологических осложнений – по факту

6. Экспериментальные работы при внедрении новых технологий и оборудования – по факту.

Планирование и учет работы бригады по хозрасчету осуществляется по укрупненной бригаде (участку). Показатели планируются на квартал с разбивкой по месяцам. Материальные затраты по участку отражаются в лимитно-заборной карте, которая служит накопительной ведомостью для ведения лицевого счета экономии.

Для выполнения возложенных задач и функций за бригадой закрепляется оборудование и приспособления:

- ключ механический для свинчивания и развинчивания труб

- приспособление для установки и снятия мех. ключа

- блок талевый

- крюк трубный

- крюк штанговый

- элеваторы трубные и штанговые

- ключ штанговый

- ключи трубные

- приспособление для заворота штанг при помощи КМ

- ключи стопорные КСМ

- вилка для подтаскивания труб

- патрубки подъемные и монтажные

- штангодержатель разрезной

- набор полуштанг

- ключи гаечные

- лопата штыковая

- клещи для крепления и снятия поясков кабеля ЭЦН

- ловитель штанговый

- инструментальный стол

- культбудка, инструментальная будка, приемные мостки

- предохранительный пояс

- переводники трубные и штанговые

- перчатки диэлектрические

Орган рабочего места предусматривает:

а) рабочая площадка сооруженная вокруг устья скважины должна иметь размер не менее 4х6 м2 при оборудованной скважины вышкой и не менее 3х4 м2 при оборудованной скважины мачтой.

б) мостки должны быть шириной не менее 1м, стеллажи должны иметь размеры обеспечивающие возможность укладки труб и штанг без свисания их концов.

в) в случае возвышения мостков более чем на 0,5 м с них должны быть устроены сходни.

г) можно применить передвижные мостки и стеллажи изготовленных из обработанных 114 мм бурильных труб или НКТ.

д) для защиты от непогоды применяется культбудки.

**6.2 Технико-экономические показатели ЦП и КРС, их анализ**

**ТАБЛИЦА 8.**

**Выполнение планово - оценочных показателей по ЦП и КРС.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателей | Ед. измере-ния | 2003 г.  факт | 2004 год | | % к прошлому году |
| план | факт |
| Количество скважин законченным ремонтом  а) подземный  б) капитальный | скв.  скв. скв. | 1757  571 | 1800  516 | 1735  607 | 98,7  106,3 |
| Смета затрат на производство | Т.руб. | 41552 | 99853 | 93769 | 225,7 |
| Стоимость одного текущего ремонта | руб. | 28383 | 66569 | 64851 | 228,5 |
| Норматив простоя скважин ПРС и ОПРС | скв. | 82,3 | 90,6 | 82,3 | 100,0 |
| МРП | сут. | 687 | 645 | 657 | 95,6 |
| Плановые недоборы нефти | т.н. | 81643 | 92367 | 74201 | 50,5 |
| Средняя зар.плата одного работника | руб. | 3828 |  | 6485 | 169,4 |
| Численность работников | чел. | 248 | 294 | 284 | 117,8 |
| Фонд заработной платы | Т.руб. | 11069,7 |  | 22102,2 | 199,7 |
| Стоимость одного КРС |  | 245850 | 278540 | 294650 | 115,7 |
| Производительность труда | скв./чел | 5,9 | 5,1 | 5,1 | 86,4 |

б) влияние изменения численности

(5. Стр. 11.) (2)



в) (5. Стр. 11) (3)



Производительность труда уменьшилась на 0,8 скв/чел. Это произошло из-за того, что количество скважин законченным ремонтом уменьшилось, а численность работников увеличилась. За прошедший период на одного работника приходилось отремонтированных 5,9 скв/чел, а в данный период 5,1 скв/чел.

**2.** Проанализируем использование фонда оплаты

а) влияние численности

(4. Стр. 12.) (4)



б) влияние средней заработной платы.

(4. Стр. 12) (5)



(5. Стр. 12.) (6)



Фонд заработной платы в 2003 году составил 11069,7 рублей, а в 2004 году – 22102,2 рубля; то есть увеличился на 99,7%. Это произошло из-за увеличения численности работников.

**7.3 Расчет сметы затрат**

Смета затрат на промывку одной скважины горячей нефтью по НГДУ «Нурлатнефть» составляется в планово- экономическом отделе. Смета содержит поэлементную группировку всех расходов на производство данного вида

**ТАБЛИЦА 9 .Смета затрат на промывку горячей нефтью одной скважины по НГДУ «Нурлатнефть»**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Статьи затрат | Единица измерения | Затраты |
| Материалы  Зарплата основная  Зарплата дополнительная, 32%  Отчисления на соц.нужды, 36,4%  Транспортные расходы  Итого:  Цеховые расходы, 213%  Итого:  Общепроизводственные расходы, 20%  Всего затрат: | рублей  рублей  рублей  рублей  рублей  рублей  рублей  рублей  рублей  рублей | 4751  61  20  29  22,96  71,57  129  72,86  1457  8744 |

К смете затрат составляется справка

**ТАБЛИЦА 10. Справка к расчету затрат на промывку.**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Статьи затрат | Ед. изм. | Расход | Цена за ед. р. | Затраты руб. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| Материалы  - нефть  Итого материалов: | тн | 7 | 405,00 | 2835,00  2835,00 | |
| Заработная плата основ.  - оператор по добыче нефти  итого затрат по зар. плате |  | 4 час. | тариф 8,938 | | 60,78  60,78 | |
| Транспортные работы  - агрегат АНЦ -320  -бензовоз | Кол-во  1  2 | часы  4  4 | 224,00  175,00 | | 896,00  1400,00 | |
| Итого расходов |  |  |  | | 2296,00 | |

Внедрение скребков для борьбы с АСПО требует дополнительных

эксплуатационных затрат на наплавку скребков на штанги, а при сочетанием с внутренним покрытием НКТ - капитальных вложений на покрытие. При расчете принимаем, что покрытие НКТ осуществляется на весь срок службы НКТ, оснащение скребками происходит периодически каждые 2 года.

**ТАБЛИЦА 11. Затраты на внедрение скребков.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | Затраты |
| Цена за 1 т. Нефти без акциза и НДС  Условно-переменные затраты на 1 тн.  Налоги: на имущество  На прибыль  В дорожный фонд  На недра  На ГРР  На ветхое жилье | Т.р.  Т.р.  %  %  %  %  %  % | 4,09  0,95  2  24  1  6  10  1 |
| Количество скребков на 1 скв.  Количество труб НКТ с покрытием  Стоимость покрытия 1 п.м. НКТ  Кап. Вложения на покрытие  Стоимость наплавки одного скребка  Затраты на наплавку скребков  Стоимость одного ПРС  Затраты на ПРС годовые  без внедрения  с внедрением  Условно- переменные затраты на дополнительную добычу нефти  Эксплуатационные затраты  без внедрения скребков  с внедрением скребков | шт  п.м.  т.р.  т.р.  т.р.  т.р.  т.р.  т.р  т.р  т.р  т.р.  т.р. | 500  700  0,315  201,5  0,0754  15,65  100  128,07  113,35  21,2  321,7  251,3 |

В скважинах наиболее дешевые механические методы не достаточно эффективны, в частности, когда в составе АСПО преобладают смолы и асфальтены, зона отложений смещена на прием насоса или начинается непосредственно над ним, тогда возникает необходимость в применении более дорогих методов борьбы с АСПО, в том числе тепловых. К этому методу можно отнести промывку горячей нефтью.

На 1.11.2001 года фонд, который поддерживается в работоспособном состоянии за счет промывок горячей нефтью, составляет 101 скважину. При выходе этих скважин в ремонт - промывка будет сокращаться за счет других методов защиты от АСПО – в частности внедрением скребков с применением НКТ с покрытием.

С целью уменьшения периодичности необходимо улучшить анализ своевременности промывок горячей нефтью.

С внедрением на скважинах скребков и НКТ с внутренним покрытием.

Коэффициент эксплуатации увеличился с 0,831 до 0,867 долей единиц.

Межремонтный период также увеличился с 285 до 322 . В связи с этим добыча нефти за год увеличилась с 1213 тн. до 1266 тн. Дополнительная добыча нефти от сокращения потерь составила 53 т. Выручка от реализации нефти составила 110,2 т.р. ежегодно.

**6.4 Расчёт экономической эффективности применения скребков-центраторов**

За 10 месяцев 2001 г. По ЦДНГ-1 было сделано 186 промывок горячей нефтью, из них на 25 скважинах были неудачи:

- 10 скважин заклинили при промывке, на них провели ПРС и внедрили скребки.

- на 15 скважинах прекратили промывку из-за отсутствия циркуляции, но скважины находились в работе.

Эффективность промывок бывает разная, что показано в таблице 8 на примере 10 скважин. Экономический эффект по этим 10 скважинам за 3 месяца за счет дополнительно добытой нефти составляет 250 тыс. рублей. Но так как наиболее эффективным и более дешевым методом борьбы с АСПО являются скребки, то мере их внедрения промывка скважин будет сокращаться

В среднем на одну скважину экономический эффект от дополнительно добытой нефти за счет своевременных промывок горячей нефтью за один год составит 100 тыс. рублей.

Рассмотрим экономическую эффективность от внедрения скребков на одной скважине, исходя из затрат внедренных, Эффективность внедрения скребков на одной скважине представлено в таблице 12.

**ТАБЛИЦА 11. Эффективность промывок горячей нефтью.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Дата послед-него ПРС | Qтеор  м3/сут | Qреж  м3/сут | До промывки | | После промывки | | м3/сут |
| Qфакт  м3/сут | Кпод м3/сут | Qфакт  м3/сут | Кпод  м3/сут |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 39465 | 20,08,00 | 9,3 | 5 | 4,8 | 0,51 | 5,4 | 0,58 | 0,6 |
| 1828а | 10.12.97 | 10,2 | 7 | 4,5 | 0,44 | 5,6 | 0,54 | 1,1 |
| 9331 | 10.07.00 | 8,3 | 2 | 0,7 | 0,08 | 2,7 | 0,32 | 2 |

**ТАБЛИЦА 12. Эффективность внедрения скребков.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. измерения | Значение |
| Цена 1 т. нефти без НДС  Условно-переменные затраты на 1 тн жидкости  Налог на прибыль  Средний дебит нефти по НГДУ «НН»  Удельный расход э/э на подъем 1 тн жидкости  Расход газа на производство 1 тн дистиллята  Количество техники: АЦН-8  ЦА-320  Стоимость машино-часа АЦН-8  ЦА-320  Время работы технки  Расход НДС на промывку  Стоимость 1 скребка с наплавкой | тыс.руб.  тыс.руб.  %  Тн/сут  КВт.ч/тн  м3/тн  шт  шт  тыс.руб.  тыс.руб.  час  тн  тыс.руб. | 5,860  0,089  24  3,6  25,3  182,4  3  1  0,394  0,435  4  19,2  0,036 |
| Количество промывок в год  МРП до внедрения скребков  МРП после внедрения скребков  Затраты на ПРС  Расход э/э на подъем жидкости  Расход э/э на производство 1 тн дистиллята  Расход газа на производство дистиллята  Стоимость 1 тыс кВт  Объем внедрения срок окупаемости  Срок окупаемости  Стоимость 1 тс. м3 газа  Количество скребков на 1 штанге  Содержание дистиллята в смеси | шт  сут  сут  тыс.руб.  т.кВт  кВт.ч/тн  тыс.м3  тыс.руб.  скв.  год  тыс.руб.  шт.  доли ед. | 3  260  650  82,450  1,46  51,6  6,3  1,825  1  1  1,256  6  0,6 |

Расчет.

1. Принимаем колонну НКТ футерованную гранулированным стеклом на момент внедрения скребков.
2. Затраты на комплект штанг со скребками

Цк.скр = Цскр\*п тыс.руб (4. Стр. 14 (1)

Где Цк.скр - стоимость колонны штанг со скребками

Цскр - стоимость 1 скребка с наплавкой на штангу = 0,036

п - количество скребков в комплекте штанг (принимаем 6 скребков на 1 штанге, в комплекте 113 штанг, длина колонны штанг со скребками 900 м от устья).

п = 113\*6 = 678 скребков необходимо на 1 скважину.

Цк.скр = 0,036\*678 = 24,408 тыс.руб.

1. Затраты на подземные ремонты при проведении промывок, в расчете на 1 год

Межремонтный период при проведении промывок, т.е. до внедрения скребков составляет 240-290 суток, принимаем 260 суток.

Затраты на проведение подземных ремонтов = 82,450 тыс.руб.

Здо внедр = 365\*Зпрс/МРПдо внедр. тыс.руб (4. Стр. 14) (2)

Где Зпрс - затраты на проведение подземных ремонтов

МРПдо внедр - межремонтный период работы оборудования до внедрения

Здо внедр = 365\*82,450/260 = 115,705 тыс.руб.

1. Межремонтный период после внедрения скребков составляет 650 суток. Затраты на проведение подземных ремонтов = 82,450 тыс.руб.

Звнедр = 365\*Зпрс/МРПвнедр. тыс.руб. (4. Стр. 14) (3)

Где Звнедр - затраты на проведение подземных ремонтов

МРПвнедр - межремонтный период работы оборудования после внедрения.

3внедр. = 365\*82,450/650 = 46,298 тыс.руб.

5. Разница затрат на подземные ремонты до внедрения скребков и после внедрения скребков.

Рпрс = Здо внедр. - 3внедр., тыс.руб., где (4. Стр. 15) (4)

Здо внедр. - затраты на проведение подземных ремонтов, до внедрения скребков.

Звнедр. - затраты на проведение подземных ремонтов, после внедрения скребков.

Рпрс = 115,705 - 46,298 = 69,407 тыс.руб.

6. Затраты на транспорт, до внедрения скребков, т.е., при проведении промывок нефте-дистиллятной смесью за год.

Принимаем 3 промывки в год.

В проведении промывок участвуют 3 автоцистерны АЦН-8 и один агрегат ЦА-320, время проведения одной промывки 4 часа.

Зтр = (N1tЦ1 + N2tЦ2)\* п, тыс.руб., где (4. Стр. 16.) (5)

N1 N2 - соответственно количество техники АЦН-8 и ЦА-320

t - время проведения одной промывки

Ц1 и Ц2 - стоимость 1 часа работы техники АЦН-8 и ЦА-320, тыс.руб.

п - количество промывок в год

Зтр = (3\*4\*0,394 + 1\*4\*0,435)\*З = 19,404 тыс.руб.

7. Расходы нефте-дистиллятной смеси на проведение промывки за год.

Vндс = Рндс\*п, тн, где (4. Стр. 17) (6)

Рндс - расход нефте-дистиллятной смеси на проведение одной промывки, принимаем 19,2 тн.

п - количество промывок в год

Vндс = 19,2\*3 = 57,6 тн.

8. Расход дистиллята на проведение промывок в год.

Vд = Vндс\* %, тн, где (4. Стр. 17.) (7)

Vндс - расход нефте-дистиллятной смеси, тн.

% - процентное содержание дистиллята в смеси

Vд = 57,6\*0,6 = 34,56 тн.

9. Расход электроэнергии при проведении промывок за год.

Рэ = Vндс\* У, где (4. Стр. 17.) (8)

Vндс - расход нефте-дистиллятной смеси, тн.

У - удельный расход электроэнергии на подъем 1 тн жидкости кВт/тн, принимаем У = 25,3 кВт/тн.

Рэ = 57,6\*25,3 =1,460 тыс.кВт/ч

10. Расход электроэнергии годовой на производство дистиллята.

Рэд = Vд\*P, тыс.кВт., где (4. Стр. 17.) (9)

Vд - расход дистиллята на проведение промывок, тн

Р - расход электроэнергии на производство одной тонны дистиллята, принимаем 51,6 кВт = 0,0516 тыс.кВт

Рэд = 34,56\*0,0516 = 1,783 тыс.кВт

11. Расход газа на производство дистиллята.

Рг = Vд\* Vг тыс.м3, где (4. Стр. 17.) (10

Vд - расход дистиллята на проведение промывок, тн.

Рг - расход газа на производство 1 тн дистиллята, принимаем 182,4 м3

Рг = 34,56\*182,4 = 6,34 м3 = 6,304 тыс. м3

12. Затраты на добычу дополнительного объема жидкости при проведении промывок. Дополнительная добыча образуется за счет закачки нефтедистиллятной смеси в скважину при проведении промывок.

Здоб = Vндс\*3усл, тыс.руб., где (4. Стр. 17.) (11

Зусл - затраты на добычу 1 тонны жидкости, тыс.руб., принимаем 0,089 тыс.руб.

Здоб = 57,6\*0,089 = 5,126 тыс.руб.

13. Затраты ресурсов на производство дистиллята.

Зрес = Рэд\*Цэ + Рг\*Цг, где (4. Стр. 17) (12)

Рэд и Рг - расход электроэнергии и газа соответственно на производство дистиллята, тн. и тыс. м3

Цэ и Цг - стоимость 1 тыс.кВт электроэнергии и 12 тыс. м3 газа соответственно. Цэ = 1,825 тыс.руб., Цг = 1,256 тыс.руб.

Зрес = 1,783\*1,825 + 6,304\*1,256 = 11,171 тыс.руб.

14. Эксплуатационные затраты.

Затраты на проведение промывок нефте-дистиллятной смесью.

Зпром = Зтр = Здо внедр. + Здоб + Зрес тыс.руб., где (4. Стр. 18.) (13)

Здо внедр - затраты на проведение подземных ремонтов, до внедрения скребков,

т.е. при проведении промывок.

Здоб - затраты на добычу дополнительного объема жидкости при проведении промывок, тыс.руб.

3рес - затраты ресурсов на производство дистиллята, тыс.руб.

Зпром = 19,404 + 115,705 + 5,126 + 11,171 = 154,406 тыс.руб.

Затраты на внедрение скребков

Зскр = Цк.скр + Звнедр. тыс.руб.

Цк.скр - стоимость колонны штанг со скребками, тыс.руб.

Звнедр. - затраты на подземные ремонты при внедрении скребков, тыс.руб.

Зскр =24,408 + 46,298 = 70,706 тыс.руб.

15. Валовая прибыль.

Пв = Зпром - Зскр , где (4. Стр. 18.) (14)

Зпром - затраты на проведение промывок, тыс.руб.

Зскр - затраты на внедрение скребков, тыс.руб.

Пв = 154,406 - 70,706 = 83,7 тыс.руб.

Значит на внедрение скребков потребуется в два раза меньше средств, чем на проведение промывок нефтедистиллятной смесью.

16. Налог на прибыль.

Налог на прибыль составляет 24 % от прибыли.

Н = Пн\* %н тыс.руб. (4. Стр. 18) (15)

Пн - налогооблагаемая прибыль, тыс.руб. Пн = Пв%н -процент налога

17. Экономический эффект.

Э = Пн - Н, где (4. Стр. 18.) (16)

Н - налог на прибыль, тыс.руб.

Пн - налогооблагаемая прибыль, тыс.руб.

Э = 83,7 - 20,088 = 63,612 тыс.руб.

Экономический эффект от внедрения скребков составляет 63,612 тыс.руб.

**6.5 Выводы и предложения**

Принимая во внимание итоговые показатели и показатели эффективности следует, что наиболее экономически выгодным является метод внедрения скребков с применением НКТ с покрытием.

Внедрение скребков позволяет увеличить коэффициент эксплуатации скважин в 1,04 раза, что ведет к дополнительной добыче нефти, увеличивается межремонтный период работы скважин на 37 суток, по сравнению с эксплуатацией без внедрения скребков-центраторов.

За счет этого сокращаются эксплуатационные затраты на ремонт оборудования скважины на 14,8 тысяч рублей

Источником эффективности мероприятия при методе внедрения скребков является экономия от сокращения количества подземных ремонтов и выручка от реализации прироста добычи нефти за счет увеличения коэффициента эксплуатации.

С внедрением метода с использованием скребков-центраторов выручка от реализации дополнительной нефти составила 1212 тыс. руб. Чистый доход на одной скважине за 11 месяцев составил 135 тыс. руб. Срок окупаемости с учётом простоя составил 2,9 года.

Внутренняя норма доходности составила 91%. Срок окупаемости с учётом дисконтирования составил 2,6 года

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ** **ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Гарифуллина А.А Методические указания по «экономике отрасли» Лениноногорск 2005 г.

2. Л.С. Каплан Технология и безопасность в нефтедобыче . 2004

3. С.Ф. Машин, В.А Опыт борьбы с отложениями парафина / Тематический научно-технический Обзор Рассказов РНТС ВНИИОНГа . 1987.

4. И.Т Мищенко Расчеты в добыче нефти Москва «Недра» 1989.

5. Сулейманов А.Б, К.А Карапетов, А.С Яшин Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин Москва «Недра» 1989.

6. Щуров В.М. Технология и техника добычи нефти. М. Недра . 1983

7. Сборник инструкций по охране труда и промышленной безопасности цеха Добычи нефти и газа . 2004