

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Эффективность методов борьбы с асфальтосмолистыми парафиновыми  
отложениями в условиях НГДУ Нурлатнефть

Руководитель	_____	доцент, к.т.н.	Е.В.Безверхая
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Ю.О.Зуева
	подпись, дата		
Безоп.и эколог.производства	_____		Е.В. Мусияченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С.В. Коржова
	подпись, дата		

Красноярск 2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы борьбы со смолисто-асфальтовыми отложениями в условиях ОАО «Татнефть» Нурлатского месторождения» содержит 54 страниц, 15 таблиц, 19 использованных источников.

АСПО, ПАРАФИН, СКВАЖИНА, ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ, ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ.

В данной дипломной работе рассматривается Нурлатское месторождение, право пользования недрами Нурлатского лицензионного участка принадлежит ОАО «Татнефть».

В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин.

В специальной части рассмотрены методы борьбы с АСПО применяемые на данном месторождении. Рассмотрены химические, тепловые и физические методы борьбы и предложен наиболее выгодный способ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Исходные данные .....	5
1.1 Характеристика геологического строения .....	5
1.2 Коллекторские свойства пластов.....	11
1.3 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды .....	12
2 Анализ текущего состояния разработки .....	15
2.1 Характеристика фонда скважин .....	15
2.2 Анализ выработки пластов .....	16
3 Специальная часть.....	24
3.1 Механизм и условия формирования АСПО в скважине .....	24
3.2 Состав АСПО.....	24
3.3 Методы используемые на Нурлатнефтенском месторождении по предотвращению отложений АСПО .....	25
3.3.1 Механические методы борьбы с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями и технология проведения работ при их применении.....	25
3.3.2 Тепловые методы .....	27
3.3.3 Химические методы .....	27
3.4 Анализ причин ремонтов в скважинах оборудованных УШСН.....	29
3.5 Анализ методов борьбы с АСПО и определение оценки эффективности применяемых методов .....	29
3.6 Контроль за работой скважин на которых применяются методы борьбы с АСПО.....	30
4 Организационно-экономический раздел.....	32
4.1 Организация труда бригады ПРС .....	32
4.2 Техничко-экономические показатели ЦП и КРС, их анализ .....	34
4.3 Расчет сметы затрат.....	35
4.4 Расчёт экономической эффективности применения скребков-центраторов .....	37
5 Безопасность и экологичность.....	43
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	43
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	44
5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	45
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	47
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	48
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	49
5.7 Экологичность проекта .....	50
Заключение .....	52
Список сокращений .....	53
Список использованных источников .....	54

## 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 м. 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 42<sup>0</sup> С. Лето умеренно-жаркое с температурой плюс 20-25<sup>0</sup> 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. 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 Эштебенькино – 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 сейсмологии.

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 вышележающим 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, вскрытая 71 скважиной. Размеры залежи составляют  $11,9 \times 2,4$  км<sup>2</sup>. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 м. 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-в имеет 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 ( $1,13 \times 0,375$  км<sup>2</sup>). С востока и юга она ограничена зоной отсутствия коллекторов. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 2,4 м. и 1,6 м. соответственно. ВНК установлен на абс. отметках минус 1766 м. 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 м. до 2,8 м. Размеры залежи составляют  $2,6 \times 0,75$  км<sup>2</sup>. ВНК установлен на абсолютных отметках минус 1766 м. 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 1,6-25,1 м.

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 1,4×0,7 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 3,0 м. 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 м. и 8,4 м.

Три залежи нефти на Старо-Узеевском, Киклинском локальных поднятиях вскрыты каждой одной скважиной: № 951, № 1046 и № 109. Контур 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., 2,2 м. 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 км<sup>2</sup>. Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 9,2 м. 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 м. до 14,0 м. ВНК варьирует в пределах от минус 1105 м. 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 вышелегающих продуктивных горизонтах в виде прогибов, врезных 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 2,1×1,25 км., эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,5 м. до 15,8 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  $C_1br_1^3$  и  $C_1br_0$ . 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  $C_1br_1^3$  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  $C_1br_0$ , 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 1119,0 м.

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

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 м. до 11,2 м. и от 1,0 м. до 7,9 м. соответственно. Различие в отметках контакта нефть-вода в западной и восточной частях залежей (от минус 1136,0 м. 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 м. и 12,8 м. В пределах контура нефтеносности, принятого на абсолютной отметке минус 1127 м., площадь залежи составляет 0,23 км<sup>2</sup>, 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 км<sup>2</sup>; 2,0 км<sup>2</sup>; 1,0 км<sup>2</sup> соответственно. ВНК изменяются от минус 1116,0 м. до минус 1152,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,2 м. 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 0,36 ед. В подошве башкирских пластов-коллекторов залегают пачка плотных карбонатных пород толщиной от 0,6 м. до 15,6 м.

Самая большая залежь нефти имеет вытянутую форму северо-западного простирания площадью около 50 км<sup>2</sup>. В пределах контура нефтеносности пробурены 206 скважин.

Этаж нефтеносности составляет 52,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 2,2 м. до 17,6 м. 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 м. 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 С<sub>2</sub>вр-5, С<sub>2</sub>вр-3 и С<sub>2</sub>вр-2. Пласты С<sub>2</sub>вр-6, С<sub>2</sub>вр-4, С<sub>2</sub>вр-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 С<sub>2</sub>вр-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 65,8 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют в интервале от 0,8 м. до 6,6 м.

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 12,3 м. и 11,5 м. соответственно. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 6,4 м. и 5,0-6,0 м.

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 фундаменте;
- достаточно большими размерами залежей нефти;
- размывом палеоповерхности турнейского яруса на Корнеевском поднятии и увеличением толщин терригенных отложений бобриковско-радаевского возраста, в результате компенсации ими размывых 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 мкм<sup>2</sup> и менее.

Породы-коллекторы пласта До-в сложены 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 мкм<sup>2</sup> (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 мкм<sup>2</sup>.

Кондиционные пределы пород-коллекторов по пористости составляют 11,0-14,0%, по проницаемости – 0,016 мкм<sup>2</sup>, по нефтенасыщенности – 54,5%.

Рассматриваемые продуктивные отложения, согласно классификации Дахнова В.Н., можно отнести к высокочемким 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 лабораториях 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 5 скважин. 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/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,879 г/см<sup>3</sup>. Плотность сепарированной нефти – 0,898 г/см<sup>3</sup>, при изменениях 0,895÷0,902 г/см<sup>3</sup>. Газовый фактор в среднем – 8,06 м<sup>3</sup>/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 МПа 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 –  $7,972 \cdot 10^{-5}$  МПа, газовый фактор от 7,51 до 8,77, составляя в среднем 8,38 м<sup>3</sup>/т, плотность пластовой нефти от 0,8899 г/см<sup>3</sup> до 0,902 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,895 г/см<sup>3</sup>, плотность сепарированной нефти от 0,9088 до 0,9104 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,910 г/см<sup>3</sup>. Динамическая вязкость пластовой нефти по 2 пробам составляет 42,87 мПа·с, вязкость дегазированной нефти 54,2 мкМ<sup>2</sup>.

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 от 4,75 до 7,38 ВЭУ, средняя 5,88 ВЭУ. Содержание смол 60% указывает на смолистый характер нефти. Выход светлых фракций до 300°С – 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 – 84,7 мПа·с, плотность пластовой нефти – 0,904 г/см<sup>3</sup>, плотность сепарированной нефти – 0,916 г/см<sup>3</sup>, коэффициент сжимаемости –  $5,4 \cdot 10^{-5}$  МПа, газовый фактор – 1,37 м<sup>3</sup>/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 мкМ<sup>2</sup>/с (10,62-95,01), плотность пластовой нефти 0,880 г/см<sup>3</sup> (0,863-0,907), сепарированной – 0,898 г/см<sup>3</sup> (0,884-0,929). Газовый фактор – 8,06 м<sup>3</sup>/т (2,76-13,0), объёмный коэффициент 1,032 (1,015-1,058).

Газ, выделенный из нефти при однократном разгазировании, содержит в своём 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 (серы – 3,81%), парафинистая (парафина – 3,17%), асфальтенов – 8%. Нефть тяжелая (плотность – 0,9920 г/см<sup>3</sup>).

– 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 МПа до 10 МПа, составляя в среднем 6,5 МПа, объёмный коэффициент – от 1,014 до 1,097, составляя в среднем 1,034, газовый

фактор от 1,19 м<sup>3</sup>/т до 34,73 м<sup>3</sup>/т, составляя в среднем 8,56 м<sup>3</sup>/т. Вязкость варьирует от 9,94 мПа·с до 126,64 мПа·с, в среднем составляя 53,55 мПа/с. Плотность сепарированной нефти от 0,865 г/см<sup>3</sup> до 0,942 г/см<sup>3</sup>, в среднем – 0,907 г/см<sup>3</sup>.

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/см<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,9210 г/см<sup>3</sup>; вязкая – кинематическая вязкость при 50°С изменяется от 23,79 до 94,96 мкм<sup>2</sup>/сек, в среднем – 44,29 мкм<sup>2</sup>/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°С 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-ой скважины, основные физические параметры нефти следующие: давление насыщения изменяется от 35 МПа 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 м<sup>3</sup>/т до 59,2 м<sup>3</sup>/т, составляя в среднем 53,15 м<sup>3</sup>/т; плотность пластовой нефти – 0,807 г/см<sup>3</sup> до 0,825 г/см<sup>3</sup>, в среднем – 0,816 г/см<sup>3</sup>; сепарированной - от 0,870 г/см<sup>3</sup> до 0,870 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем – 0,870 г/см<sup>3</sup>; 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 проб, отобранных из 2-х скважин, нефть кыновского горизонта имеет следующую характеристику. Плотность нефти изменяется от 0,871 г/см<sup>3</sup> до 0,899 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,885 г/см<sup>3</sup>, вязкость при 50°С составляет 17,29 мкм<sup>2</sup>/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 01.01.2015 года бобриковского горизонта пробурено 128 скважин, в том числе 124 добывающих, 4 нагнетательных.

По бобриковскому горизонту среднесуточная добыча нефти в декабре 2015 года составила 698 тонн, вместо 724 тонн в декабре 2014 года. Средний дебит нефти одной скважины по сравнению с прошлым годом не изменился и составил 3,1 тонн в сутки.

Средний дебит по нефти и жидкости по способам эксплуатации представлен в таблице 1.

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 01.01.14	на 01.01.15	+,-	на 01.01.14	на 01.01.15	+,-
Фонтанный	0,3	1,6	1,3	2,2	1,6	-0,6
ЭЦН	7,9	8,8	0,9	31,7	33,7	2,0
ШГН	3,1	3,0	-0,1	7,9	8,0	0,1

Таким образом, за 2015 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.

Характеристика действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин на 1 января 2015 года представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин на 1 января 2015 года

Фонд скважин		Количество скважин действующего фонда	Средний дебит	
			по нефти т/сут.	по жидкости м <sup>3</sup> /сут.
Добывающий	Действующий	132	3,13	8,6
	ЭЦН	7	8,8	33,7
	ШГН	121	3,0	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.

## 2.2 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 01.01.2014 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 МПа до 16,5 МПа. Одной из причин могла быть плохая гидродинамическая связь законтурной области с зоной отбора, другой – малый объем (45 тыс. м<sup>3</sup>) 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 года 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. м<sup>3</sup>, что составляет 140% от отбора жидкости в пластовых условиях.

Полнота выработанности запасов нефти пласта До-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:

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

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

– 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.

$$K_{\text{охв.}} = \frac{1 - \left( \frac{1 - B_2^t}{1 - B_2^\phi} \right)}{1 + \left( \frac{Y_6 \times M_n}{Y_n \times M_6} \right) \times K_\phi - 1} \times (1 - B_2^t), \quad (1)$$

где  $B_2^t$ ,  $B_2^\phi$  – соответственно, текущая и начальная обводненности продукции скважин;

$Y_в$ ,  $Y_н$  – соответственно, плотности воды и нефти в пластовых условиях;

$M_в$ ,  $M_н$  – соответственно, вязкости воды и нефти в пластовых условиях;

$K_\phi = K_2^{1.5}$ ;

$K_\phi$  – коэффициент фильтрации;

$K_2$  – 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 (1982-1987 гг.).

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 01.01.2004 г. 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 препятствует зона залегания алевролитов в районе скв. № 1716.

Скв. № 1825, вскрывшая водо-нефтяную зону, в течение 22 лет работала с обводненностью меньше 26%. С 2009 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 2002 г. 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 01.01.2014 г., 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 2003 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 2014 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, Аканскому). Низкие начальные дебиты нефти в пробуренных скважинах: № 1850-500 л/сут, № 1843- 3 м<sup>3</sup>/сут., № 53-2,3 м<sup>3</sup>/сут., № 63-2 м<sup>3</sup> /сут., № 96-980 л/сут. говорят в пользу выдвинутой авторами гипотезы.

По состоянию на 01.01.2014 г. 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 01.01.2014 г., 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 выравнивать 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 2002г. 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 01.01.2014 г. 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 выравнять фильтрационные сопротивления коллекторов с различной проницаемостью (полидисперсные системы, этилы целлюлозы и др.).

### **3 Специальная часть**

#### **3.1 Механизм и условия формирования АСПО в скважине**

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

подавляющее большинство способов применяющихся на разработанных месторождениях, в настоящее время, связано с изменением в процессе разработки изначальных пластовых условий – Р и Т (давления и температуры) вследствие чего в процессе разработки меняются в пластовых нефтях их физические свойства.

Так, при разработке месторождений на естественном режиме растворенного газа давление пластовое в залежи становится ниже давления насыщения  $R_{пл} < R_{нас}$ ; для месторождений, разработка которых производится с поддержанием пластового давления, пластовое давление в залеже снижается, ниже давления насыщения. Однако при закачке в пласт большого количества холодной воды, используемой для ППД на определенном уровне, происходит снижение температуры нефти которое в изначальных пластовых условиях имеет  $T$  насыщения нефти парафином гораздо ниже  $T$  пласта, снижение пластовой температуры и давления не должно приводить к выпадению асфальтенов парафина и смол из нефти.

Поэтому изучение условий выпадений из нефти асфальтенов парафина и смол, при изменении параметров пласта первоначальных, происходящих в процессе разработки, представляет весьма повышенный интерес, в особенности для месторождения, нефти которых насыщены парафином в первоначальных пластовых условиях

#### **3.2 Состав АСПО**

Без определенных знаний об основных свойствах и о составе АСПО – основного объекта исследований и борьбы АО «Татнефть» на всех промыслах не может вестись серьезная работа по данной проблеме. АСПО – природный композитный материал, состоящий из 10-15 минерально-органических соединений и веществ.

АСПО представляют собой, как правило, вязкую, как мазь суспензию или эмульсию с достаточно высокой адгезией к поверхностям различного типа. Компонентосостав отложений девонская нефть, исследовательские данные 1990-1995 г.г.: асфальтены – 15-64, парафин – 2-40, смолы – 6-36, механические примеси – до 15, вода связанная – 4-49.

Растворимость отложений в достаточно широко применяемых углеводородных растворителях дистиллат К-2, ШФЛУ – продукты переработки нефти на УПКН составляет 60% масс., способность диспергирующая – не выше 10-20% масс. Поэтому в промышленной практике снижается эффективность

промывок дистиллатом, К-2, на поверхности НКТ и штанг имеются остаюнки трудноудаляемых асфальтосмолистых парафиновых отложений.

Компонентосостав и структура нынешних отложений значительно отличаются от традиционных описанных в справочной информации об АСПО 60-70-х годов.

Резкое увеличение асфальто-смолистых компонентов, что обуславливает повышение поверхностей активности, адгезии и снижение удаляемости АСПО.

Значительные структурные изменения в асфальтосмолистых парафиновых отложениях, составы эмульсионного типа превалируют с повышенными силами взаимодействия адгезионного и когезионного типа.

С увеличением содержания механических примесей и связанной воды, что увеличивает прочность отложений структурного каркаса и обуславливает отмываемость их с поверхности оборудования из металла.

Требуется необходимость ориентирования на химические реагенты комплексного действия с деэмульгаторами.

Таким образом, в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений ряд факторов на поздних стадиях начинающие проявляться объективного, природного характера, осложняющие ситуацию в решении проблемы с АСПО и значительно снижающих эффективность традиционных мероприятий по удалению парафинов.

### **3.3 Методы используемые на Нурлатнефтенском месторождении по предотвращению отложений АСПО**

#### **3.3.1 Механические методы борьбы с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями и технология проведения работ при их применении**

Ряд механических методов борьбы с АСПО заключается в периодическом удалении путем соскабливания его с поверхности НКТ. Для этой цели была создана целый спектор скребков конфигураций различного типа переменного и постоянного сечения, спускаемых в НКТ на проволоке специальной для данной операции лебедкой. Созданы следующие скребки:

- скребки укрепляемые на штангах;
- «летающие» скребки;
- скребки-центраторы.

Скребки сечения переменного были исполнены так, что при движении вниз они сужают свой диаметр, что способствует их свободному проходу при наличии на стенах труб смолисто-асфальтеновых компонентов. При подъеме скребка вверх под действием определенных сил, мешающих движению (наличие отложений) один из ножей перемещается вниз, вследствие этого увеличивается режущий диаметр ножей, и срезает отложившиеся Смолисто-асфальтеновые компоненты.

АДУ – автоматическая депарафинизационная установка, отвечающая за осуществление подъема и спуска скребка. Одной из конструкций, являлась

установка АДУ-3, которая в свое время получила широкое применение. Данными установками оснащались фонтанные арматуры и скважины, эксплуатируемые УЭЦН.

Усовершенствованием в дальнейшем методов борьбы с АСПО было применение «летающих» скребков конструкции УфНИИ. Принцип их действия основывался на том, что они были оснащены крыльями-ножами, которые складывались при движении вниз и раскрывались при движении вверх.

Перед спуском этого скребка в НКТ устанавливался нижний амортизатор сбрасываемого типа, который состоял из пружинного кольца и площадного корпуса. Последний фиксируют в стыке труб на заданной глубине. Второй амортизатор – верхний, устанавливается вместо лубрикатора на буферной задвижке фонтанной арматуры.

Движение вниз осуществлялось под действием собственного веса, вверх струей жидкости движущейся. За счет этого раскрывшиеся ножи удаляли соскабливанием парафин с насосно-компрессорных труб. Переключение движения на ход вниз или вверх осуществлялось за счет воздействия скребка на концевой верхний или нижний амортизатор. Установлено, что минимальным дебитом, при котором летающий скребок нормально работал, был 45-50 т/сут., а давление на буфере – 0,6-1,1 Мпа.

Предельно верхняя величина дебита 180-200 т/сут. и буферное давление – 4,5-5,0 Мпа.

Из-за ряда осложнений летающие скребки получили ограниченное применение, к которым относились регулярные остановки скребков из-за заклинивания в АСПО, искривлениях колонны или стыках труб, которых избежать было почти невозможно.

В определенных скважинах они работают удовлетворительно и могут сегодня использоваться как достаточно эффективное средство борьбы с АСПО. При эксплуатации скважин УШГН, скребки могут выполняться пластинчатыми или фигурными. На каждой штанге крепится по 8 скребков. Огромным минусом пластинчатых скребков является способ их крепления. Способ состоит в приварке пластины к хомуту, который крепится к штанге. При этом, есть предположение, что сварка не повредит штангу, а удержание пластины в заданном месте будет происходить за счет деформации хомута при охлаждении.

На самом же деле в процессе сварки штанга нагревается, что вызывает изменения в структуре металла. Кроме того, бывают случаи их сползания с места установки.

Очистка насосно-компрессорных труб от смолисто-асфальтеновых веществ происходит в процессе вращения колонны штанг со скребками. Для этого применяются штанговращатели, которые монтируются на устье скважины и поворачивают колонну при движении вниз.

### 3.3.2 Тепловые методы

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться под воздействием тепла и выноситься потоком жидкости. Тепловые методы известны следующие:

- подача теплоносителей в скважину – жидкостей и пара;
- помещение на забой или в ствол скважины теплоисточника – химические термогенераторы, а так же электронагреватели.

Для данных целей промышленность выпускает установки и агрегаты нескольких конструкций.

Промысловая передвижная установка (паровая) ППУА-1600/100 предназначена для оборудования паром депарафинизации, вырабатываемым специальным парогенератором, которое смонтировано на шасси автомобиля КрАЗ – 255Б1А.

Парогенератор – змеевиковый прямоточный вертикальный котел, который превращает воду в пар, в количестве 1.6м<sup>3</sup>/с с температурой до 310 С и давлением 10мпа. Пар воздействует на асфальто-смолистые парафиновые отложения они расплавляются, стекая по стенкам труб и, смешиваясь с жидкостью, выносятся тем самым из скважины.

Депарафизационный аппарат предназначен для очистки оборудования и скважин от смолисто-асфальтовых компонентов жидкостью, подогреваемой в нагревателе до 150 градусов цельсия и нагнетаемой насосом с производительностью 12,5м<sup>3</sup>/ч и давлением до 14 Мпа.

Электронагрев – это один из тепловых способов обработки, состоящий в непосредственном размещении в зоне воздействия источника тепла, и обладающий наибольшей эффективностью: в данном случае удается избежать значительные потери тепла.

Для данной цели применяется специальная установка УЭС – 1500, которая включает в себя подъемник каротажного типа ПК – 2, смонтированный на автотрансформаторе и автомобиле.

### 3.3.3 Химические методы

Методы химического типа получили широкое распространение в последние годы, когда химические реагенты были созданы, активно оказывающие воздействие на АСПО– ингибиторы парафинообразования. Среди них можно выделить следующие классы:

- смачиватели создают защитную пленку гидрофильного типа на оборудовании, которые препятствуют налипанию парафина;
- диспергаторы образуют взвешенное состояние кристаллов парафина;
- модификаторы оказывают воздействие на кристаллы парафина и диспергируют их.

В настоящее время вследствие дороговизны химреагентов проблема не в их приобретении, а в экономичном использовании. Поэтому на первое место ставится разработка самых эффективных способов доставки химреагентов в скважину. Поэтому на практике получили применение три способа доставки химреагента:

- залповый – одноразовая закачка огромного объема реагентов в пласт через заданные интервалы по времени;
- затрубный – подача дозами в затрубное пространство устьевыми дозаторами;
- скважинный – подача скважинными дозаторами к приему насоса.

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

Учитывая, что высокая стоимость химреагентов, особенно импортных, повсеместно этот способ не может использоваться.

При дозировании реагента в затрубное пространство, он проходит слой эмульгированной нефти, к приему башмаку труб или насосов поступает уже лишенной активности. С целью достижения нужного эффекта приходится специально увеличивать дозу химреагента, что повышает стоимость дозатора.

Следует учитывать еще один фактор: многие реагенты при снижении температуры увеличивают вязкость, а в зимнее время – и вовсе замерзают. Это затрудняет операции которые осуществляются с ними.

Дозаторы скважинного типа монтируют на приеме насосов и подают реагент конкретно в область приема. Поэтому реагент достигает температуру позволяющую усилить его активность и достаточно быструю реакцию.

Разработаны определенные конструкции, позволяющие регулировать дозы и синхронную работу насоса.

Опыт испытания дозаторов различного типа, проведенный учеными и промышленными инженерами, позволил выбрать несколько направлений проектирования и совершенствования новых конструкций.

1) Простота конструкции устройства, позволяет изготовить дозатор непосредственно на промышленных мастерских.

2) Небольшая масса (в пределах 10-15 кг.) позволяет транспортировать и монтировать его без привлечения дополнительных грузоподъемных средств.

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

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

5) Обеспечение подогрева реагента.

### 3.4 Анализ причин ремонтов в скважинах оборудованных УШСН

Причины ремонтов скважин, оборудованных УШСН в ЦДНГ, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Причины ремонтов в скважин, оборудованных УШСН в ЦДНГ

Причины ремонтов	01.01.15	01.01.16
Обрыв штанговых колонн (УШСН)	15	13
Обрыв штанг по телу (УШСН)	13	12
Обрыв укороченной штанги (УШСН)	0	0
Обрыв штанги в муфте (УШСН)	2	1
Негерметичность насосно-компрессорных труб (УШСН)	0	3
Обрыв насосно-компрессорных труб по телу (УШСН)	1	0
Обрыв насосно-компрессорных труб по резьбе (УШСН)	1	4
Износ резьбы насосно-компрессорных труб (УШСН)	3	0
Трещина в теле насосно-компрессорных труб (УШСН)	2	4
Трещина в муфте насосно-компрессорных труб (УШСН)	0	1
Износ насосно-компрессорных труб 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 осуществлением мероприятий по минимизации обрывов и развинчиванию штанговых колонн. Также с запуском установки на базе ПРЦГНО по дефектности штанги насосно-компрессорных труб.

Увеличение ремонта по причине отложения парафина на приеме насоса может аргументировать тем, что в 2016 году не было произведено тщательной промывки с целью профилактики.

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

Методы борьбы с парафином в ЦДНГ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Методы борьбы парафином в ЦДНГ

	01.01.15	01.01.16
Промывки НДС	0	2
Скребки – центраторы	28	28
НКТ с покрытием БМЗ	13	18

Без одной из методик определения результата способов, методов и технологий предупреждения выпадения парафина невозможно вести аналитическую серьезную работу.

Эффективность мероприятия – это обеспечение производительной стабильной работы скважины без образования на оборудовании АСПО. В отношении физического эффективностью – это без парафиновый период работы скважины, который превышает базовый период. Проблема заключается в том, что нужно точно фиксировать без парафиновый период работы за счет применения данного мероприятия.

При этом, необходимо перед этим зафиксировать базовый период скважины в работе. Вместо традиционных МРП и МОП предлагается система критериев численных:

- нагрузка максимальная непосредственно на головку балансира станка-качалки;
- сила тока на электродвигателе при ходе вверх/вниз станка-качалки;
- скваженный дебит.

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

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

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

- получение данных базовых/до мероприятия замер скважины, слежение за динамикой от начальных до критических значений.
- проведение мероприятия по борьбе со смолисто-асфальтовыми отложениями/например, спуск дозатора с ингибитором, закачка в затрубное пространство реагента, промывка лифта, спуск НКТ с покрытием или др.
- замеры скважины, слежение за их динамикой в течение анализируемого периода.
- обработка данных, анализ, из проделанной работы выводы.

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

Эксплуатация скважины осуществленной в обычном режиме все показатели замеряются периодически с частотой, не менее 2-5 раз в месяц, все зависит от темпа осаживания парафина в скважине. Если зависание штанги происходит при ходе плунжера вниз, то это и является признаком

запарафинивания скважины. Величины контрольных параметров, называются критическими – это величины снятые в этот период.

В таком случае скважина останавливается. Производится подъем и отчистку от АСПО глубинно-насосного оборудования. Применяется то или иное мероприятие по предупреждению выпадения АСПО, затем скважина запускается.

После того, как скважина выходит на стабильный режим работы осуществляется замер контрольных показателей. Замеры анализируемых показателей снимаются с периодичностью 2-5 раз в месяц. Контроль за работой скважины ведется до момента до момента полной парафинизации оборудования, т.е. достижения тех самых критических показателей.

Абсолютно аналогичным образом проводятся и промысловые работы по слежению и замеру контрольных параметров при последовательно испытании других методов борьбы с парафином на данной скважине.

## 4 Организационно-экономический раздел

### 4.1 Организация труда 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:

- рабочая площадка сооруженная вокруг устья скважины должна иметь размер не менее 4х6 м<sup>2</sup> при оборудованной скважины вышкой и не менее 3х4 м<sup>2</sup> при оборудованной скважины мачтой;

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

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

- можно применить передвижные мостки и стеллажи изготовленных из обработанных 114 мм бурильных труб или НКТ;
- для защиты от непогоды применяется культбудки.

#### 4.2 Техничко-экономические показатели ЦП и КРС, их анализ

Выполнение планово-оценочных показателей по ЦП и КРС представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Выполнение планово-оценочных показателей по ЦП и КРС

Наименование показателей	Ед. измерения	2015 г. факт	2016 г.		% к прошлому году
			план	факт	
Количество скважин законченным ремонтом					
а) подземный	скв.	1757	1800	1735	98,7
б) капитальный	скв.	571	516	607	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

$$\Delta \text{Пр.ч} = \frac{Q\phi}{Ч\phi} - \frac{Q\phi}{Ч\text{пл}} = \frac{1446}{284} - \frac{1446}{248} = -0,074 \text{ скв./чел} \quad (2)$$

$$\text{в) } \Delta \text{Пр.общ} = \pm \Delta \text{Пр}Q \pm \Delta \text{Пр.ч} = 0,073 - 0,074 = -0,8 \text{ скв./чел} \quad (3)$$

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

$$\Delta\text{ФОТ}_ч = (Чф - Чпл) \cdot Зпл = (284 - 248) \cdot 3828 = 137808 \text{ руб.} \quad (4)$$

### б) влияние средней заработной платы.

$$\Delta\text{ФОТ}_з = (Зф - Зпл) \cdot Чф = (6485 - 3828) \cdot 284 = 754588 \text{ руб.} \quad (5)$$

$$\Delta\text{ФОТ}_{\text{общ}} = \pm\Delta\text{ФОТ}_ч \pm \Delta\text{ФОТ}_з = 137808 + 754588 = 892396 \text{ руб} \quad (6)$$

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.

## 4.3 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 6 – Смета затрат на промывку горячей нефтью одной скважины по НГДУ «Нурлатнефть»

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

К смете затрат составляется справка, которая представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Справка к расчету затрат на промывку

Статьи затрат	Ед. изм.	Расход	Цена за ед. руб.	Затраты руб.
1	2	3	4	5
Материалы – нефть	тн	7	405,00	2835,00
Итого материалов:				2835,00

Продолжение таблицы 7 – Справка к расчету затрат на промывку

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

Внедрение скребков для борьбы с АСПО требует дополнительных эксплуатационных затрат на наплавку скребков на штанги, а при сочетании 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.

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.

Затраты на внедрение скребков представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты на внедрение скребков

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

На 01.11.2011 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.

#### **4.4 Расчёт экономической эффективности применения скребков-центраторов**

За 10 месяцев 2016 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 промывок горячей нефтью представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Эффективность промывок горячей нефтью

№ скв.	Дата последнего ПРС	Q <sub>теор</sub> м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>реж</sub> м <sup>3</sup> /сут	До промывки		После промывки		± м <sup>3</sup> /сут
				Q <sub>факт</sub> м <sup>3</sup> /сут	K <sub>под</sub> м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>факт</sub> м <sup>3</sup> /сут	K <sub>под</sub> м <sup>3</sup> /сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
39465	20.08.16	9,3	5	4,8	0,51	5,4	0,58	0,6
1828a	10.12.15	10,2	7	4,5	0,44	0,32	2	1,1
9331	10.07.16	8,3	2	0,7	0,08	2,7		

Эффективность внедрения скребков представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Эффективность внедрения скребков

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

Расчет.

1. Принимаем колонну НКТ футерованную гранулированным стеклом на момент внедрения скребков.

2. Затраты на комплект штанг со скребками.

$$Ц_{к.скр} = Ц_{скр} \times П, \text{ тыс. руб.} \quad (7)$$

где  $Ц_{к.скр}$  – стоимость колонны штанг со скребками;

$C_{скр}$  – 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).

$p = 113 \times 6 = 678$  скребков необходимо на 1 скважину.

$C_{к.скр} = 0,036 \times 678 = 24,408$  тыс. руб.

3. 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.

$$Z_{до\ внедр.} = \frac{365 \times Z_{прс}}{МРП_{до\ внедр.}}, \text{ тыс. руб.} \quad (8)$$

где  $Z_{прс}$  – затраты на проведение подземных ремонтов;

$МРП_{до\ внедр.}$  – межремонтный период работы оборудования до внедрения.

$$Z_{до\ внедр.} = \frac{365 \times 82,450}{260} = 115,705 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_{внедр.} = \frac{365 \times Z_{прс}}{МРП_{внедр.}}, \text{ тыс. руб.} \quad (9)$$

где  $Z_{внедр.}$  – затраты на проведение подземных ремонтов;

$МРП_{внедр.}$  – межремонтный период работы оборудования после внедрения.

$$Z_{внедр.} = \frac{365 \times 82,450}{650} = 46,298 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$P_{прс} = Z_{до\ внедр.} - Z_{внедр.}, \text{ тыс. руб.}, \quad (10)$$

где  $Z_{до\ внедр.}$  – затраты на проведение подземных ремонтов, до внедрения скребков.

$Z_{внедр.}$  – затраты на проведение подземных ремонтов, после внедрения скребков.

$P_{прс} = 115,705 - 46,298 = 69,407$  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.

$$Z_{\text{тр.}} = (N_1 t \text{Ц}_1 + N_2 t \text{Ц}_2) \times \text{п, тыс. руб.} \quad (11)$$

где  $N_1 N_2$  – соответственно количество техники АЦН-8 и ЦА-320;

$t$  – время проведения одной промывки;

$\text{Ц}_1$  и  $\text{Ц}_2$  – стоимость 1 часа работы техники АЦН-8 и ЦА-320, тыс. руб.

$\text{п}$  – количество промывок в год

$$Z_{\text{тр.}} = (3 \times 4 \times 0,394 + 1 \times 4 \times 0,435) \times 3 = 19,404 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$V_{\text{ндс}} = P_{\text{ндс}} \times \text{п, тн,} \quad (12)$$

где  $P_{\text{ндс}}$  – расход нефте-дистиллятной смеси на проведение одной промывки, принимаем 19,2 тн.;

$\text{п}$  – количество промывок в год.

$$V_{\text{ндс}} = 19,2 \times 3 = 57,6 \text{ тн.}$$

8. Расход дистиллята на проведение промывок в год.

$$V_{\text{д}} = V_{\text{ндс}} \times \%, \text{ тн,} \quad (13)$$

где  $V_{\text{ндс}}$  – расход нефте-дистиллятной смеси, тн.;

$\%$  – процентное содержание дистиллята в смеси;

$$V_{\text{д}} = 57,6 \times 0,6 = 34,56 \text{ тн.}$$

9. Расход электроэнергии при проведении промывок за год.

$$P_{\text{э}} = V_{\text{ндс}} \times Y, \quad (14)$$

где  $V_{\text{ндс}}$  – расход нефте-дистиллятной смеси, тн.;

$Y$  – удельный расход электроэнергии на подъем 1 тн. жидкости кВт/тн, принимаем  $Y = 25,3$  кВт/тн.

$$P_{\text{э}} = 57,6 \times 25,3 = 1,460 \text{ тыс.кВт/ч.}$$

10. Расход электроэнергии годовой на производство дистиллята.

$$P_{\text{эд}} = V_{\text{д}} * P, \text{ тыс.кВт,} \quad (15)$$

где  $V_{\text{д}}$  – расход дистиллята на проведение промывок, тн.;

$P$  – расход электроэнергии на производство одной тонны дистиллята, принимаем  $51,6 \text{ кВт} = 0,0516 \text{ тыс.кВт}$ ;

$$P_{\text{эд}} = 34,56 * 0,0516 = 1,783 \text{ тыс.кВт.}$$

11. Расход газа на производство дистиллята.

$$P_{\Gamma} = V_{\text{д}} \times V_{\Gamma} \text{ тыс. м}^3, \quad (16)$$

где  $V_{\text{д}}$  – расход дистиллята на проведение промывок, тн.

$P_{\Gamma}$  – расход газа на производство 1 тн дистиллята, принимаем  $182,4 \text{ м}^3$ .

$$P_{\Gamma} = 34,56 \times 182,4 = 6,34 \text{ тыс. м}^3 = 6,304 \text{ тыс. м}^3.$$

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

$$Z_{\text{доб}} = V_{\text{ндс}} \times Z_{\text{усл}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (17)$$

где  $Z_{\text{усл}}$  – затраты на добычу 1 тонны жидкости, тыс. руб., принимаем  $0,089$  тыс. руб.

$$Z_{\text{доб}} = 57,6 \times 0,089 = 5,126 \text{ тыс. руб.}$$

13. Затраты ресурсов на производство дистиллята.

$$Z_{\text{рес}} = P_{\text{эд}} \times C_{\text{э}} + P_{\Gamma} \times C_{\Gamma}, \quad (18)$$

где  $P_{\text{эд}}$  и  $P_{\Gamma}$  – расход электроэнергии и газа соответственно на производство дистиллята, тн. и тыс.  $\text{м}^3$ ;

$C_{\text{э}}$  и  $C_{\Gamma}$  – стоимость 1 тыс.кВт электроэнергии и  $12 \text{ тыс. м}^3$  газа соответственно.

$$C_{\text{э}} = 1,825 \text{ тыс.руб.};$$

$$C_{\Gamma} = 1,256 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{рес}} = 1,783 \times 1,825 + 6,304 \times 1,256 = 11,171 \text{ тыс. руб.}$$

14. Эксплуатационные затраты.

Затраты на проведение промывок нефтесмесью.

$$Z_{\text{пром}} = Z_{\text{тр}} = Z_{\text{до внедр.}} + Z_{\text{доб}} + Z_{\text{рес}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (19)$$

где  $Z_{\text{до внедр.}}$  – затраты на проведение подземных ремонтов, до внедрения скребков, т.е. при проведении промывок;

$Z_{\text{доб}}$  – затраты на добычу дополнительного объема жидкости при проведении промывок, тыс.руб.;

$Z_{\text{рес}}$  – затраты ресурсов на производство дистиллята, тыс. руб.

$$Z_{\text{пром}} = 19,404 + 115,705 + 5,126 + 11,171 = 154,406 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на внедрение скребков

$$Z_{\text{скр}} = C_{\text{к.скр}} + Z_{\text{внедр.}}, \text{ тыс. руб.} \quad (20)$$

где  $C_{\text{к.скр}}$  – стоимость колонны штанг со скребками, тыс.руб.;

$Z_{\text{внедр.}}$  – затраты на подземные ремонты при внедрении скребков, тыс.руб.

$$Z_{\text{скр}} = 24,408 + 46,298 = 70,706 \text{ тыс. руб.}$$

15. Валовая прибыль.

$$П_в = З_{пром} - З_{скр} , \quad (21)$$

где  $З_{пром}$  – затраты на проведение промывок, тыс. руб.;

$З_{скр}$  – затраты на внедрение скребков, тыс. руб.;

$$П_в = 154,406 - 70,706 = 83,7 \text{ тыс. руб.}$$

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

16. Налог на прибыль.

Налог на прибыль составляет 24% от прибыли.

$$Н = П_н \times \%_н \text{ тыс.руб.} \quad (22)$$

где  $П_н$  – налогооблагаемая прибыль, тыс.руб.;

$П_н = П_в \times \%_н$  – процент налога.

17. Экономический эффект.

$$Э = П_н - Н, \quad (23)$$

где  $Н$  – налог на прибыль, тыс. руб.;

$П_н$  – налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.

$$Э = 83,7 - 20,088 = 63,612 \text{ тыс. руб.}$$

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

## 5 Безопасность и экологичность

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ по устранению и предотвращению АСПО.

Так как предприятия по добыче нефти и газа являются опасными производственными объектами, в данном разделе рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации оборудования, проведения технологических процессов, экологичности и охране окружающей среды.

### 5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Основным рабочим местом оператора ДНГ, бурильщика, помощника бурильщика и мастера КРС, задействованных в работах по устранению и предотвращению отложений АСПО, является кустовая площадка нефтяного промысла, которая представляет собой открытую территорию с технологическим оборудованием (фонтанная арматура, силовые кабели и станции управления скважин, а также оборудование для замера скважинной продукции).

При добыче нефти и газа на работников и окружающую среду негативное действие оказывают физические, химические, биологические и психофизиологические факторы, представленные в таблице 11. [18]

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы

Опасные и вредные факторы	Описание
Производственный шум	Источниками производственного шума являются электродвигатели, дымососы и вентиляционные установки, дробилки, трансформаторы, станки, электромашины, нефтедобывающее оборудование, транспортные средства и др. Сильный шум создаётся при редуцировании газа, продувке скважин, проведении обработок ПЗП.
Выхлопные газы	Выхлопные газы автотранспорта, разлившиеся химические реагенты, сгораемые газы на факелах, нефтепродукты, разлившиеся в водоемы при порывах трубопроводов.
Химические реагенты	Применение химических реагентов, имеющих раздражающее, sensibilizing и канцерогенное воздействие на организм человека – это ингибиторы коррозии, применяемые на всем участке движения нефтяных эмульсий, диэмульгаторы, стабилизаторы. Для борьбы с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями химическим способом используются химические реагенты токсического характера.

## Окончание таблицы 11

Опасные и вредные факторы	Описание
Кровососущие насекомые	В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, забиваются в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.
Физические и моральные перегрузки (статические, динамические нагрузки)	Рабочие за счет поднятия и переноса тяжелых предметов устают физически, руководители зачастую испытывают статические нагрузки, так как почти весь рабочий день проводят в сидячем положении. Нервно-эмоциональные нагрузки – это переутомление, перенапряжение зрения от работы за компьютером и слуха у работающих на шумных объектах.
Электрический ток	К основным электроопасным объектам относятся скважины, оборудованные УЭЦН и ШСНУ, к которым подведены линии электропередач; трансформаторы, станции управления, создающие опасность поражения электрическим током. При работах на скважинах с УЭЦН увеличивается зона поражения электротоком, т.к. резко возрастает длина токопроводящего кабеля, причём часть его проходит по поверхности.
Движущиеся машины и механизмы	Кронблочки, талевая система, всевозможные лебедки, пневматические и полуавтоматические ключи, наземное оборудование скважин, станки качалки и другие элементы.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [16]

### 5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Кустовая площадка располагается на открытой территории промысла и подвергается воздействию окружающих температур и влажности. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Климат района Нурлантнефтенского месторождения, как и всей территории Республики Татарстан, континентальный с резкими сезонными колебаниями температур. Зимы умеренно холодные, в сильные морозы температура снижается до минус 42<sup>0</sup>С, соответственно низкая температура воздуха может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения.

Лето умеренно-жаркое с температурой плюс 25-30<sup>0</sup> С. Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может

привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию. 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.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°С. [12]

### **5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>, непосредственно на вышке высотой 41 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места останковки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды. [10]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ[11]. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ А должны быть обозначены знаками безопасности. [11] Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 12. [13]

Таблица 12 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м. под углом 45- Высоте 4 м. под углом 45- вертикали	40	20
ЩИТ КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м.	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м.	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м.	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м.	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м.	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [8]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [9]

#### 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 13. [17]

Таблица 13 – Характеристики вредных веществ добыче и борьбе с АСПО

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные C1-C10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10%.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м<sup>3</sup>. [12]

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м<sup>3</sup>.

Окись углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м<sup>3</sup>. При концентрации 1800 мг/м<sup>3</sup> может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м<sup>3</sup> – смерть.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м. и расположенные в радиусе до 40 м. от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний. [18]

Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности). [18]

### 5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [16]

По взрывопожарной опасности площадка где осуществляется борьба с АСПО относится к категории А, степень огнестойкости II. [16]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В таблице 14 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [19]

Таблица 14 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	–	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м3 в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	в больших концентрациях обладает наркотическим действием	обладает наркотическим действием

Уровень взрывозащиты оборудования – «Gc» (повышенный), знак взрывозащиты вида «e» – повышенная взрывозащита. [14]

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м.[15].

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт. [16].

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах.

## 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	– выброс газа и разлив нефти в помещении; – поражение людей продуктами сгорания; – загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	– выброс газа и разлив нефти; – загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	– выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; – загазованность территории; – отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Борьба с АСПО скважины происходит круглосуточно по мере необходимости. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

## **5.7 Экологичность проекта**

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 тыс. 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 СОКРАЩЕНИЙ

- АСПО – асфальто-смолистые парафиновые отложения;  
ГИС – геофизическое исследование скважин;  
ГС – горизонтальная скважина;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
МЗС – многозабойная скважина;  
НГО – нефтегазоносная область;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
НПС – насосно-перекачивающая станция;  
ПДК – предельно-допустимая концентрация;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
УДНГ – управление добычи нефти и газа;  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;  
ЭЦН – электроцентробежный насос;  
ЛЭП – линия электро-передачи;  
ГТЭС – газотурбинная электростанция;  
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;  
оператор ДНГ – оператор по добыче нефти и газа;  
мастер КРС – мастер по капитальному ремонту скважин;  
МОП – оптимального межочистного периода;  
УШСН – установка штангового скважинного насоса.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Гарифуллина А.А. Методические указания по «экономике отрасли» Лениногорск 2005 г.
- 2.Каплан Л.С. 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. Недрa . 1983
- 7.СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, Москва, 2003.
- 8.СанПиН 2.2.8.49-03. Средства индивидуальной защиты, от 28 октября 2003 года
- 9.СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания, 1989.
- 10.СНиП 23-03-2003. Защита от шума, 2004.
- 11.СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование, 2004.
- 12.СНиП 11-4-79 Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению.
- 13.СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, 2009.
- 14.СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты, 2009.
- 15.ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность, 1992.
- 16.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, 1989.
- 17.ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы, 2015.
- 18.РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений- Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
19. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, 1991.

