

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект на тему «Выбор технологии увеличения нефтеотдачи пластов для условий Наратовского месторождения» состоит из 125 страниц, 30 таблиц, 12 рисунков и 22 литературных источников.

ПРОДУКТИВНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ФЛЮИД, МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, МОДЕЛЬ ВЫТЕСНЕНИЯ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ТОКСИЧНОСТЬ, ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

В дипломном проекте приводится краткая геолого-промысловая характеристика объекта воздействия, текущее состояние разработки Наратовского месторождения. Обоснован и выбран метод воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Описана технология щелочно-полимерного воздействия на пласт, механизм увеличения нефтеотдачи. Выполнен расчет основных параметров закачки щелочно-полимерных растворов в пласт, и произведена оценка технологической и экономической эффективности щелочно-полимерного заводнения. Приведены сведения по охране окружающей среды, техники безопасности при добыче нефти, газа и воды.

## СОДЕРЖАНИЕ

	с.
ВВЕДЕНИЕ	7
1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАРАТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «ЮЖАРЛАННЕФТЬ»	9
1.1 Географическое расположение и природно-климатическая характеристика месторождения	9
1.2 Геолого-промысловая характеристика месторождения	10
1.3 Характеристика продуктивных пластов и насыщающих пласт флюидов	13
1.4 Текущее состояние разработки Наратовского месторождения	20
1.5 Конструкция ствола и забоя скважин	27
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЩПВ. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	31
2.1 Технология щелочно-полимерного воздействия на пласт в условиях Наратовского месторождения.	31
2.2 Технологическая схема закачки	39
2.3 Физико-химические характеристики применяемых реагентов	41
2.4 Применяемое оборудование и его характеристика	43
2.5 Характеристика основных параметров закачки	46
2.6 Расчет параметров закачки композиции щелочно-полимерного раствора на нагнетательной скважине	49
3 ОЦЕНКА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАКАЧКИ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА НАРАТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	54
3.1 Оценка эффективности применения метода реагента по гидродинамическим методам исследований	54
3.2 Определение прироста нефтеотдачи по характеристикам вытеснения	

	59
3.3 Расчет технологической эффективности применения ЩПВ на Наратовском месторождении	61
4 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	75
5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА	81
5.1 Анализ потенциальных опасностей и производственных вредностей в НГДУ «Южарланнефть»	82
5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда	86
5.3 Мероприятия по охране окружающей среды	94
5.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях в НГДУ «Южарланнефть»	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	105

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- НГДУ – нефтегазодобывающее управление  
ЦНИПР – цех научно-исследовательских и производственных работ  
ВНК – водонефтяной контур  
ПАА – полиакламид  
ЩПР – щелочно-полимерный раствор  
ЩПВ – щелочно-полимерное воздействие  
ППД – поддержание пластового давления  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса  
УЭДН – установка электродиафрагменного насоса  
ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка  
ЦНС – центробежный насос секционный  
НКТ – насосно-компрессорные труб.ы  
ЦА – цементируочный агрегат  
АЦ – автоцистерна  
ПЗП – призабойная зона пласта  
КНС – кустовая насосная станция  
ВНФ – водонефтяной фактор  
КМЦ – карбосиметилцеллюлоза  
АГЗУ – автоматизированная замерная установка  
СУН – сепарационная установка нефти  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
НСП – нефтяной сборный парк  
ЭВМ – электронно-вычислительная машина  
ПДК – предельно допустимые концентрации  
ПДВ – предельно допустимые выбросы  
ГО – гражданская оборона  
ЧС – чрезвычайная ситуация

## ВВЕДЕНИЕ

Потребности в энергоресурсах в народном хозяйстве России увеличиваются ежегодно, однако возможности обеспечения прироста запасов нефти и газа за счет открытия новых месторождений весьма ограничены. Большинство месторождений России находятся на поздней стадии разработки, их остаточные запасы нефти относятся к трудноизвлекаемым. К такому типу месторождений относится Наратовское месторождение, нефть которого является высоковязкой, а продуктивные коллектора сильно неоднородны, что создает огромные трудности по наиболее полному извлечению нефти из пласта.

В связи с этим в настоящее время основной задачей нефтегазодобывающей отрасли страны, в частности «НГДУ Южарланнефть» является повышение нефтеотдачи пластов путем применения различных физико-химических методов воздействия на пласты подобных месторождений.

Как и большинство месторождений Башкирии Наратовское месторождение эксплуатируется в режиме искусственного поддержания пластового давления путем закачки, в пласт попутно добываемой воды.

Данный режим характеризуется увеличением обводненности скважин при относительно низком охвате пластов заводнением, что приводит к увеличению водонефтяного фактора и как следствие к дополнительному износу, коррозии внутрискважинного оборудования, системы сбора, что в свою очередь приводит к увеличению расхода электроэнергии, трудовых и материальных затрат, снижению темпов разработки, росту стоимости природоохранных мероприятий. Кроме того, в условиях роста объема отбираемой жидкости возникают осложнения, связанные с утилизацией попутно – добываемой воды и подготовкой её на технологических установках для повторного использования, создаются предпосылки для нарушения экологической обстановки района.

Наиболее эффективным и перспективным физико-химическим методом воздействия на пласт в условиях Наратовского месторождения является метод щелочно–полимерного заводнения, направленный на уменьшение

обводненности продукции скважин, увеличение коэффициента охвата пластов заводнением, а также на вовлечение в разработку новых интервалов продуктивного пласта, характеризуемого сравнительно высоким остаточным нефтенасыщением.

В дипломном проекте обоснован выбор метода воздействия на исследуемой залежи, рассмотрены механизм увеличения нефтеотдачи пластов, техника и технология закачки щелочно-полимерных растворов, дана технологическая и экономическая оценка эффективности рассмотренного метода.

# 1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАРАТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «ЮЖАРЛАННЕФТЬ»

## 1.1 Географическое расположение и природно-климатическая характеристика месторождения

Наратовское нефтяное месторождение расположено на северо-западной части Башкирии на территории Краснокамского и Илишевского районов и находится в 35 километрах от города Нефтекамска.

С северо-востока и востока оно граничит с Ново-Хазинской площадью Арланского месторождения, с северо-запада с Саузбашевским месторождением, с юго-востока с Андреевским месторождением.

Месторождение, разрабатываемое силами нефтегазодобывающего управления «Южарланнефть», открыто в 1978 году скважиной № 7648, пробуренной в сводовой части Янгуз-наратовской структуры по кровле верхнепермских отложений и введено в разработку в апреле 1979 года [1].

В геоморфологическом отношении месторождение расположено в пределах Бельско – Камской низменности, являющейся наиболее пониженной частью Башкирии. Рельеф местности равнинный с абсолютными отметками от плюс 65 до плюс 70,4 метров.

Река Белая является основной водной артерией района. Русло реки Белой извилистое, пойма широкая, сильно-заболоченная, с многочисленными озерами. Берега реки пологие. Река в данном районе судоходная.

Железные дороги проходят к югу и к северу от месторождения. Ближайшими железнодорожными станциями на севере являются поселок Янаул (136 километров) и Камбарка, на юге Буздяк и Кандры.

Основные населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами.

Дорожная сеть в данном районе развита слабо. В период весеннего паводка и осеннюю распутицу проезда на месторождение практически нет.

Климат района работ умеренно-климатический, максимальная температура воздуха достигает 40 °С летом и минус 40 °С зимой. Направление ветров юго-восточное и северо-западное. Снежный покров достигает 150 сантиметров. Почва промерзает до глубины 170 – 180 сантиметров.

## 1.2 Геолого-промысловая характеристика месторождения

Геологический разрез месторождения представляет собой типичный разрез платформенной части Башкирии. В пределах месторождения он вскрыт до глубины 1950 метров и представлен отложениями четвертичной, третичной, пермской, каменноугольной и девонской систем.

В тектоническом отношении Наратовское месторождение расположено на западном борту Бирской седловины в пределах Андреевского вала, простирающегося в северо-западном направлении.

Наратовское месторождение по кровле терригенной толщи нижнего карбона представляет собой крупную положительную структуру I порядка северо-западного простирания и оконтуренную изогибсой 1165 метров [1]. Протяженность структуры достигает 8,8 километров, ширина 4,3 километра. Амплитуда структуры равна 17 метрам. Крылья структуры пологие, погруженные ровно на 10 метров на километр. Данная структура от Ново – Хазинской площади отделяется региональным прогибом с амплитудой 40 метров. Свод структуры осложнен рядом небольших куполов с отметками кровли терригенных отложений нижнего карбона 1142 – 1148 метров, в других куполах отметки варьируют в пределах 1152 – 1156 метров.

К юго-востоку от основной центральной структуры небольшой седловиной отделяется структура оконтуренная изогибсой 1165 метров, которая в свою очередь на юго-востоке предположительно отделяется предполагаемой седловиной от соседнего Андреевского месторождения. Размеры поднятия 3,7×2 километра.

Структурный план кровли турнейского яруса аналогичен структурному плану кровли терригенных отложений нижнего карбона. Вышеописанные

поднятия по кровле угленосной свиты находят свое отражение и по кровле турнейского яруса, при этом совпадает как их местоположение, так и простирание и размеры.

В пределах рассматриваемой территории поверхностных нефтепроявлений не наблюдаются. По данным бурения выявленные нефтепроявления охватывают сравнительно узкий стратиграфический диапазон по сравнению с соседними площадями.

Нефтеносность месторождения связана с песчаными пластами терригенной толщи и карбонатными отложениями турнейского яруса нижнего карбона. В разрезе терригенной толщи нижнего карбона нефтяными являются пласты:  $C_{IV}$ ;  $C_V$ ;  $C_{VI}^0$ ;  $C_{VI}^1$ . Залежи нефти данных пластов относятся к пластово-сводовому типу.

В качестве обоснования водонефтяных контактов были использованы материалы промыслово-геофизических исследований, результаты опробования скважин на приток, данные эксплуатации скважин и описание кернового материала.

Геологические характеристики пластов следующие. Пласт  $C_{VI}^0$  – пласт тульского горизонта по комплексу промыслово-геофизических материалов в скважине № 15 ВНК отбит на отметке 1185,8 метров. При обосновании водонефтяного контакта (ВНК) были использованы результаты отдельного опробования и эксплуатации целого ряда скважин.

При опробовании скважины № 15 (интервал 1182,4 – 1185,6 метров) получили приток нефти с водой. Получение нефти с водой объясняется близостью нижней границы перфорации уровню ВНК.

Часть скважин № 17, 39, 40, 45 по гипсометрическому уровню находятся значительно выше от предполагаемой отметки ВНК и длительное время в процессе эксплуатации давали безводную нефть.

В скважинах № 9, 15, 18, 41, 183 и 7568 прослой коллекторов, вскрытых при апробировании, залегают до абсолютных глубин соответственно – 1186,6,

1185,6, 1184,6, 1186,7 и 1186,3 метров. Все скважины кроме № 15 при апробировании и в начальный период эксплуатации давали безводную нефть.

Согласно приведенным данным, ВНК залежи принимается на отметке от 1184,9 до 1186,7 метров. Подтверждением принятой отметки ВНК служат результаты опробования скважин № 3, 20, 43, 90, 96, а также керновый материал из скважин № 20, 75, 68, 8174.

Пласт  $C_V$  – пласт тульского горизонта. Залежи пласта вскрыты большим количеством скважин, однако ВНК залежи не определен ни в одной скважине. Нефтеносность скважин, вскрывших пласт  $C_V$ , подтверждена опробованием на приток многих скважин. При опробовании ВНК учитывалось соотношение отметок подошвы нефтеносных по геофизическим исследованиям песчаников в скважинах № 12, 13, 7648, 8158, 8160, 8176 соответственно 1185,5, 1186,4, 1185,6, 1185,3, 1186, 1187 метров.

На основании приведенных данных ВНК залежи установлен в пределах отметок 1185,4 – 1187,0 метров. Подтверждением принятых уровней служат результаты отдельно опробования пласта  $C_V$  и эксплуатацией целого ряда скважин.

Пласт  $C_{IV}$  – пласт тульского горизонта. Залежь вскрыта большим количеством скважин. ВНК не определен ни в одной из них. ВНК залежи определялся по соотношению отметок подошвы нефтяных и кровли водоносных песчаников. Подошва нефтяных песчаников в пределах залежи в скважинах № 7654 и № 8149 вскрыта на отметках 1184,9 – 1185,0 метров, а кровля водоносного песчаника вскрыта в скважине № 8192 и 9054 на отметках 1186,0 – 1186,7 метров.

ВНК залежи принят в пределах отметок 1185,6 – 1186,7 метров. Не противоречат принятой отметке ВНК результаты отдельного опробования пласта  $C_{IV}$  в скважинах № 94, 7654, 8149. Кроме того, водоносный песчаник из скважин № 7654, 8149 и водоносный песчаник из скважины № 8192, также подтверждают принятое положение ВНК.

Подводя итог по определению и обоснованию ВНК по данным геолого-промысловых исследований в песчаных пластах терригенной толщи нижнего карбона, можно сделать вывод, что для всех залежей ВНК лежит практически на одной горизонтальной плоскости.

Небольшие колебания отметок ВНК предположительно связаны с неоднородностью коллекторских свойств залежей. Погрешности точности измерений и, прежде всего, значительная кривизна ствола скважины также могут служить объяснением небольших колебаний отметок ВНК.

Для основной залежи (для всех пластов средней пачки тульского горизонта ( $C_{VI}^0$ ,  $C_V$ ,  $C_{IV}$ ), по которой имеется небольшой фактический материал, установлен единый ВНК. Данное решение является характерным для соседних Арланского, Саузбашевского и Андреевского месторождений при установке ВНК.

### 1.3 Характеристика продуктивных пластов и насыщающих пласт флюидов

На Наратовском месторождении продуктивными коллекторами являются песчано-алевритовые пласты терригенной толщи нижнего карбона и карбонатные отложения турнейского яруса. Пласты расчленены по разрезу и прерывисты по площади. Свойства продуктивных пластов изучались геофизическими, гидродинамическими методами и анализировались по данным лабораторных исследований.

Характеристики параметров продуктивных коллекторов по результатам исследований и анализа приводятся в таблице 1.1

Нефтеносность для песчаников терригенной толщи нижнего карбона определялась с помощью зависимости, полученной по результатам лабораторных исследований кернов нижнего карбона. Исследования проводились в институте БашНИПИнефть. Газонасыщенность определена по результатам лабораторных исследований при определении физических свойств нефти в пластовых условиях. Газовый фактор составляет  $14 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Таблица 1.1 – Характеристика параметров продуктивных коллекторов

Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Начальная		Насыщенность связан. водой, %
			нефте- насыщен- ность, %	газонасы- щенность, %	
1	2	3	4	5	6
Пласт C <sup>0</sup> <sub>VI</sub> . Лабораторные исследования керна					
Количество скважин	10	4	–	5	4
Количество измерений	56	25	–	-	7
Среднее значение, принятое для проектирования	20,9	0,359	–	8,5	4,4
Интервал изменения	16,4 – 24,7	0,088 – 0,807	–	7,01 – 16,11	2,3 – 6,6
Геофизические исследования					
Количество скважин	57	–	54	–	–
Количество измерений	57	–	54	–	–
Среднее значение, принятое для проектирования	21,1	–	77,8	–	–
Интервал изменения	15,7 – 25,5	–	55,0 – 91,0	–	–
Гидродинамические исследования					
Количество скважин	–	2	–	–	–
Количество измерений	–	2	–	–	–
Среднее значение принятое для проектирования	–	0,050	–	–	–
Интервал изменения	–	0,013 – 0,087	–	–	–
Пласт C <sub>V</sub> . Лабораторные исследования керна					
Количество скважин	18	14	–	4	5
Количество измерен	129	45	–	–	14
Среднее значение, принятое для проектирования	21,9	0,607	–	16,5	6,1
Интервал изменения	18,4–24,2	0,057–1,824	–	12,8–13,5	2,6–20,6

Продолжение таблицы 1.1

Наименование	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Начальная		Насыщенность
			нефте-насыщенность, %	газонасыщенность, %	
Геофизические исследования					
Количество скважин	89	–	84	–	–
Количество измерений	89	–	84	–	–
	21,2	–	84,5	–	–
Интервал изменения	15,5 – 28,0	–	60,0 –92,0	–	–
Гидродинамические исследования					
Количество скважин	–	2	–	–	–
Количество измерений	–	2	–	–	–
Среднее значение, принятое для проектирования	–	0,042	–	–	–
Интервал изменения	–	0,017 – 0,066	–	–	–
Пласт C <sub>IV</sub> Лабораторные исследования керна					
Количество скважин	12	9	–	2	1
Количество измерений	45	28	–	–	2
Среднее значение, принятое для проектирования	20,8	0,402	–	13,89	14,1
Интервал изменения	17,6 – 23,7	0,192 – 0,795	–	7,93 – 19,84	7,8 – 26,4
Геофизические исследования					
Кол-во скважин	73	–	63	–	–
Количество измерений	73	–	63	–	–
Среднее значение принятое для проектирования	21,1	–	75,6	–	–
Интервал изменения	16,7 – 24,5	–	60 – 89,5	–	–

Толщина продуктивных пластов терригенной толщи нижнего карбона колеблется от 0,5 до 6,5 метров. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина объекта не более 4 метров (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Толщина пластов

Пласт	Толщина, м	
	Нефтяная зона	Водонефтяная зона
C <sub>IV</sub>	1,4	0,9
C <sub>V</sub>	1,7	1,0
C <sub>VI</sub> <sup>0</sup>	1,8	1,1
C <sub>VI</sub>	2,0	1,1
Итого	6,9	4,1

Таблица 1.3 – Показатели неоднородности пластов

Пласт	Коэффициент песчанистости	Коэффициент расчлененности	Коэффициент распространени я коллектора	Коэффициент сложности периметра залежи
C <sub>IV</sub>	0,71	1,10	0,98	0,46
C <sub>V</sub>	0,88	1,41	0,94	0,16
C <sub>VI</sub> <sup>0</sup>	0,85	1,43	0,93	0,23
C <sub>VI</sub>	0,69	1,90	1,00	0,10

По таблице 1.3 можно проанализировать неоднородность продуктивных залежей.

Сравнительный анализ неоднородности продуктивных пластов показал следующее:

- наилучшими коллекторскими свойствами обладают пласты  $C_V$  и  $C_{VI}^0$  наихудшими  $C_{VI}^1$ ;

- выделяемые пласты  $C_V$ ,  $C_{VI}^0$ ,  $C_{VI}^1$  и  $C_{IV}$  отделены друг от друга алевроито-аргиллитовыми породами за исключением двух скважин № 67 и 7654, где отмечается слияние пластов  $C_{VI}^0$  и  $C_{VI}^1$ .

Характеристики нефти в поверхностных условиях ЦНИПРов НГДУ «Южарланнефть», НГДУ «Краснохолмнефть». Результаты исследований отражены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Свойства нефти в поверхностных условиях

Показатель	Пласты				
	$C_{IV}$	$C_V$	$C_{VI}^0$	$C_{VI}^1$	Совместно несколько пластов
Удельный вес нефти, т / м <sup>3</sup>	0,893	0,898	0,893	0,900	0,897
Кинематическая вязкость, см <sup>3</sup> /с	41,5	49,7	43,6	44,6	53,3
Весовое содержание, %	–	–	–	–	–
Асфальтены	–	7,4	6,8	–	6,9
Смолы силикогелевые	14,9	18,2	24,7	20,9	17,6
Сера	2,32	2,78	2,69	1,94	2,76
Парафины	1,87	3,18	1,77	2,86	2,13
Температура плавления парафина, °С	55	54	54	54	54
Температура начала кипения нефти, °С	75	74	69	82	75
Содержание светлых фракций при температуре 200 °С	18	18	22	13	19

Из таблицы 1.4 следует, что нефти терригенной толщи нижнего карбона относятся к тяжелым высоковязким нефтям (удельный вес нефти 0,893 –

0,900 т/м<sup>3</sup>, вязкость 41,5 – 55,3 см<sup>3</sup>/с), содержащих большое количество смол, серы и парафина. Выход легких фракций составляет 18 – 22 %.

В ЦНИПРе НГДУ «Краснохолмнефть» и БашНИПИнефть изучались физические свойства нефти в пластовых условиях. Результаты исследований отражены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Свойства нефти в пластовых условиях

Показатель	Пласты				
	C <sub>IV</sub>	C <sub>V</sub>	C <sub>VI</sub> <sup>0</sup>	C <sub>VI</sub> <sup>1</sup>	Совместно несколько пластов
Давление насыщения, МПа	5,70	6,60	5,90	5,90	5,20
Коэффициент объемной упругости 10 <sup>-4</sup> МПа <sup>-1</sup>	6,60	6,40	6,60	6,20	6,00
Температурный коэффициент объемного расширения 10 <sup>-4</sup> /°С	7,30	7,43	7,23	7,14	7,33
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup> при					
Давлении пластовом	0,889	0,880	0,880	0,915	0,885
Давлении насыщения	0,883	0,874	0,874	0,909	0,877
Давлении атмосферном	0,894	0,892	0,889	0,919	0,893
Вязкость нефти, МПа·с, при					
Давлении пластовом	33,90	25,80	28,00	73,300	25,600
Давлении насыщения	28,60	21,30	24,10	57,100	19,600
Давлении атмосферном	44,40	35,40	44,10	87,000	38,400
Усадка нефти	3,20	3,77	2,52	–	3,440
Объемный коэффициент	1,03	1,04	1,03	1,012	1,036
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т.	19,80	13,20	11,90	8,400	8,300

Исходя из данной таблицы, можно сказать, что нефти терригенной толщии нижнего карбона Наратовского месторождения тяжелые (удельный вес нефти в пластовых условиях равен 0,880 – 0,889 т/м<sup>3</sup>), вязкие (вязкость 25,3 –

33,9 МПа·с), газосодержание является характерным для терригенных отложений Башкирии.

Характеристика пластовых вод приведена в таблице 1.6. Удельный вес пластовых вод равен 1160 – 1180 кг/м<sup>3</sup>. Общая минерализация изменяется от 722,44 до 840,30 мг/экв на 100 гр.

Таблица 1.6 – Состав пластовой воды

Показатель	Пласты				Совместно несколько пластов
	C <sub>IV</sub>	C <sub>V</sub>	C <sup>0</sup> <sub>VI</sub>	C <sup>1</sup> <sub>VI</sub>	
Удельный вес воды, т / м <sup>3</sup>	1,18	1,16	1,17	1,17	1,19
Cl	361,10	391,60	419,00	397,70	368,80
SO <sub>4</sub>	0,07	1,10	1,11	0,21	0,03
HCO <sub>3</sub>	0,05	0,09	0,04	0,12	0,16
Ca	33,83	37,07	37,14	42,40	36,80
Mg	18,64	27,02	34,74	36,07	20,31
Na + K	308,70	328,50	348,40	322,60	380,70
J <sub>2</sub>	722,30	785,30	840,70	799,10	806,80
Br	–	4,06	3,62	4,14	4,31
B <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	–	323,70	390,70	315,00	308,00
NaN <sub>4</sub>	–	45,26	55,30	33,65	47,00
Fe	–	110,70	99,50	112,80	106,20
Общая минерализация, г/м <sup>3</sup>	722,44	801,58	840,30	796,06	737,98

Воды по классификации Сулина В.А. относятся к хлоркальциевому типу.

Попутные газы Наратовского месторождения жирные, содержание азота составляет 35%.

Состав попутного газа отражен в таблице 1.7.

В углеводородной части преобладающими являются метан и пропан. Содержание этана почти в 2 раза ниже, чем содержание бутанов, содержание бутанов, содержание которых приблизительно равно половине содержания метана.

В целом содержание углеводородной части составляет 64%. Сероводорода в попутном нефтяном газе не обнаружено.

Таблица 1.7 – Компонентный состав нефтяного газа

Наименование	% мольн.	% массов.
Сероводород	–	–
Углекислый газ	1,02	1,27
Азот	35,24	27,87
Гелий	0,02	–
Метан	19,13	8,67
Этан	6,78	5,74
Пропан	20,86	25,91
Изобутан	3,72	6,09
Н-бутан	7,85	12,82
Изопентан	2,26	4,58
Н-пентан	1,81	3,69
Гексан	1,36	3,39

#### 1.4 Текущее состояние разработки Наратовского месторождения

По состоянию на 01.01.2005 года на месторождении пробурено 286 скважин [2].

Таблица 1.8 – Добыча нефти по способам эксплуатации

Способ эксплуатации	Добыча нефти		Добыча жидкости	
	тыс. т	%	тыс. т	%
УЭЦН	18,69	18,60	474,83	41,80
ШСНУ	81,82	81,40	660,97	58,20
Всего	100,51	100,00	1 135,80	100,00

На данный момент в 10 скважинах добыча нефти ведется с помощью электроцентробежных установок, в 1 скважине с помощью электро-диафрагменной установки, в остальных скважинах с помощью штанговых глубинных насосов. Анализируя таблицу 1.8 можно сказать, что основная доля добычи нефти порядка 81,4% от общей годовой добычи нефти Наратовского месторождения осуществляется штанговыми глубинными насосами.

Доля добычи жидкости штанговыми глубинными насосами составляет всего 58,2 %, против 41,8% добычи жидкости электроцентробежными насосами (УЭЦН). Данное обстоятельство, а так же анализ показателей разработки прошлых лет говорит о том, что количество скважин, оборудованных УЭЦН, с каждым годом сокращается вследствие падения дебита скважин по жидкости. Это объясняется, прежде всего, вступлением состояния разработки Наратовского месторождения в завершающую стадию.

В таблице 1.9 даны основные показатели разработки Наратовского месторождения за 2004 – 2005 годы (с начала эксплуатации в таблице 1.11).

Таблица 1.9 – Основные технологические показатели разработки Наратовского месторождения за 2004 – 2005 годы

Показатели		2004 год	2005 год
1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	эксплуатационный	193	189
	действующий	174	180

Продолжение таблицы 1.9

Показатели		2004 год	2005 год
1	2	3	4
Отработанное время, часы		259831	260723
Приемистость одной нагнет скважины, м <sup>3</sup> /сут	за год	99	106
	на начало	97	107
Пластовое давление, МПа	в зоне отбора	0,102	0,104
	в зоне нагнетания	0,157	0,158
	по месторождению	0,105	0,110
Добыча нефти, т	за год	102564	100513
	с начала разработки	3927545	4028058
Добыча воды, м <sup>3</sup>	за год	1076305	1017894
	с начала разработки	18455436	19472220
Воды в пластовых условиях, %		89,95	89,62
Добыча жидкости в пластовых условиях, м <sup>3</sup>	за год	1196549	1135817
	с начала разработки	23061032	24196849
Средний дебит одной скважины	нефти, т/сут.	за год	1,6
		на начало	1,6
	жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	за год	18,7
		на начало	18,7
Отработанное время, часы		1531820	1502508
Нагнетательный фонд	весь	39	42
	действующий	34	39
Закачка воды, м <sup>3</sup>	за год	1071614	1154618
	к компенсации за год, %	89,6	101,7
	с начала разработки	20953308	22107926
	к компенсации с начала разработки, %	90,9	91,4
Приемистость одной нагнет скважины, м <sup>3</sup> /сут	за год	99	106
	на начало	97	107
Пластовое давление МПа	в зоне отбора	0,102	0,104
	в зоне нагнетания	0,157	0,158
	по месторождению	0,105	0,110

По состоянию на 01.01.2005 г. на Наратовском месторождении работают 180 скважин или 95,21% действующего фонда с содержанием в продукции скважины воды. Распределение скважин по степени обводненности можно увидеть из таблицы 1.10.

Таблица 1.10 – Распределение скважин по степени обводненности

Степень обводненности, %	Количество, ед.				%, к общему количеству
	Всего	ШСНУ	УЭЦН	УЭДН	
Без воды	9	9	–	–	4,79
до 20%	10	10	–	–	5,32
от 20 до 50%	10	10	–	–	5,32
от 50 до 90%	66	66	–	–	35,12
от 90 до 97%	61	53	7	1	32,45
Свыше 97%	33	30	3	–	17,00
Всего	189	178	10	1	100,00

Добыча нефти по месторождению за 2005 год на Наратовском месторождении составила 100,513 тыс.т, жидкости 1135,817 тыс.т. Годовая добыча нефти снизилась по сравнению с предыдущим на 2051 т., при этом годовая добыча жидкости упала на 60,732 тыс.т, вследствие чего, среднегодовая обводненность продукции скважин составила, за 2005 год 89,62% (снизилась в сравнении с 2004 годом на 0,33%).

Накопленный с начала разработки водонефтяной фактор по состоянию на 01.01.2005 г. составляет 4,8 м<sup>3</sup>/сут., текущий водонефтяной фактор 10,1 м<sup>3</sup>/сут.

Средний дебит одной скважины составил 1,6 т/сут по нефти и 18,1 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости.

Средний дебит скважин, эксплуатируемых ШГН, составил 1,3 т/сут. по нефти и 10,7 м<sup>3</sup>/сут. по жидкости, по скважинам, эксплуатируемым ЭЦН соответственно 5,12 т/сут. и 130,1 м<sup>3</sup>/сут.

Балансовые запасы Наратовского месторождения составляют 17,1 млн. т. нефти.

С начала разработки добыча нефти по состоянию на 01.01.2005 год составила 4 028,058 тыс.т, что составляет 23,55 % от балансовых запасов.

Годовая закачка воды составила 1154, 618 тыс. м<sup>3</sup>, что компенсирует отбор жидкости на 101,7%.

С начала разработки закачено в пласты 22107,926 тыс.м<sup>3</sup> воды, компенсация отбора жидкости на месторождении, закачкой с начала разработки составляет 91,4 %.

Пластовое давление на конец года составляет в зоне отбора 10,41 МПа средневзвешенное по площади 11,7 МПа.

Показатели разработки Наратовского месторождения с 1982 по 2005 года показаны в таблице 1.11.

В таблице 1.12 приводится сравнение фактических показателей разработки с проектными показателями. Проектные показатели взяты по рекомендации [3].

Как видно, что за время разработки месторождения, годовая добыча нефти выше проектной на 20,5 тыс. т, при этом годовая добыча жидкости выше проектной на 32 тыс. т. Фактическая обводненность продукции скважин составила 92,27% против 93,7% по проекту. Проведение работ по ограничению попутно добываемой воды, а именно остановка высокообводненных, нерентабельных скважин, регулирование отборов жидкости и закачки воды, обработка нагнетательных скважин щелочно-полимерным раствором, позволили снизить обводненность продукции скважин.

Снижение обводненности за 2005 год составило 0,33%.

Фонд добывающих скважин выше проектного на 19, средний дебит одной скважины по нефти выше проектного на 0,3 т/сут. При этом средний дебит по жидкости ниже проектного на 0,5 т/сут. Так как месторождение находится на последней стадии разработки необходимо применение методов нефтеотдачи пластов.

Таблица 1.11 – Показатели разработки Наратовского месторождения с 1982 по 2005 года

Показатели		1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Фонд добывающих скважин	эксплуатационный	16	36	54	69	89	95	110	127	148	167	184	199	
	действующий	16	36	52	68	89	95	110	127	148	167	183	199	
Добыча нефти, т	за год	16441	76624	166128	197823	233868	263708	307106	290245	265334	248501	225660	218677	
	с начала разработки	16441	93065	259193	457016	690884	954592	1261698	1551943	1817277	2065778	2291438	2510115	
Добыча воды, м <sup>3</sup>	за год	1207	7713	30660	101386	174467	268469	450179	644356	814650	1006895	1248133	1248510	
	с начала разработки	1207	8920	39580	140966	315433	583902	1034081	1678437	2493087	3499982	4748115	6096625	
Воды в пластовых условиях, %		5,89	7,90	13,59	30,47	38,90	46,46	55,54	65,43	72,35	77,54	82,50	84,02	
Добыча жидкости в пластовых условиях, м <sup>3</sup>	за год	20490	97541	225529	332665	448463	577802	810412	984736	1125887	1298388	1512831	1605021	
	с начала разработки	20490	118031	343560	676225	1124688	1702490	2512902	3497638	4623525	5921913	7434744	9039765	
Средний дебит одной скважины	нефти, т/сут.	за год	13,7	9,6	11,2	9,8	8,4	8,1	8,7	6,7	5,4	4,4	3,6	3,2
		на начало	13,7	10,4	10,8	9	8,4	8,4	8,2	5,8	5,4	4,0	3,5	3,0
	жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	за год	16,4	11,8	14,6	16,1	15,7	17,4	22,4	22,5	22,7	22,6	24,0	23,4
		на начало	16,8	12,7	15,5	16,4	15,9	20,6	23,2	21,3	24,7	22,3	24,0	22,7
Отработанное время, часы		28887	190733	356890	483152	668125	779314	851045	1032906	1175253	1365889	1498694	1635282	
Нагнетательный фонд	весь	–	2	4	10	13	18	23	26	29	33	36	36	
	действующий	–	2	4	10	11	17	23	26	29	33	35	36	
Закачка воды, м <sup>3</sup>	за год	–	18593	137843	244323	318286	444580	667058	785219	1090577	1394402	1629469	1716687	
	к компенсации за год, %	–	19,1	61,1	73,4	71,0	76,9	82,3	79,9	96,9	107,4	107,7	107	
	с начала разработки	–	18593	156436	400759	719045	1163625	1830683	2615902	3706479	5100881	6730350	8447037	
	к компенсации с начала разработки, %	–	15,7	45,5	59,3	63,9	68,3	72,9	74,8	80,2	86,1	90,5	93,4	
Отработанное время, часы		–	–	20463	54994	–	–	–	203325	235172	253667	274147	303928	
Приемистость одной скважины, м <sup>3</sup> /сут.	за год	–	241	162	107	95	98	104	92	111	132	143	136	
	на начало	–	213	121	97	83	99	100	77	129	148	125	140	
Пластовое давление, МПа	в зоне отбора	–	–	10,1	9,70	9,70	9,70	9,80	9,00	8,90	8,90	8,80	8,50	
	в зоне нагнетания	–	–	11,8	11,9	12,6	12,3	12,1	12,4	12,7	12,6	12,4	12,2	
	по месторождению	–	–	10,2	10,1	10,3	10,4	10,5	10,1	10,1	11,0	10,0	9,80	

Продолжение таблицы 1.11

Показатели		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Фонд добывающих скважин	эксплуатационный	199	199	199	157	170	145	170	179	178	192	193	189	
	действующий	197	189	196	156	169	145	168	176	177	178	174	180	
Добыча нефти, т	за год	178378	166100	159919	121370	121963	121996	116878	112248	105412	110602	102564	100513	
	с начала разработки	2688493	2854593	3014512	3135882	3257845	3379841	3496719	3608967	3714379	3824981	3927545	4028058	
Добыча воды, м <sup>3</sup>	за год	1289184	1331403	1264452	1031500	935639	1006422	1083537	1097469	1118508	1124392	1076305	1017894	
	с начала разработки	7385809	8717212	9981664	11013164	11948803	12955225	14038762	15136231	16254739	17379131	18455436	19473330	
Воды в пластовых условиях, %		8604	87,23	87,08	87,87	86,74	87,55	88,77	89,29	90,05	89,66	89,95	89,62	
Добыча жидкости в пластовых условиях, м <sup>3</sup>	за год	1498422	1526242	1452037	1173868	1078699	1149516	1220582	1229148	1242129	1254075	1196549	1135817	
	с начала разработки	10538187	12064429	13516466	14690334	15769033	16918549	18139131	19368279	20610408	21864483	23061032	24196849	
Средний дебит одной скважины	нефти, т/сут.	за год	2,5	2,4	2,3	1,9	2,1	2,2	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6
		на начало	2,4	2,5	2,8	1,8	2,8	2,2	2,0	1,5	1,8	1,6	1,6	1,6
	жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	за год	21,6	21,7	21,1	18,4	18,4	20,4	20,6	20,0	20,2	19,7	18,7	18,1
		на начало	21,4	21,9	19,1	18,2	19,3	21,1	20,6	16,7	20,4	17,9	18,7	17,9
Отработанное время, часы		1704708	1675896	1645144	1524714	1399211	1348457	1415604	1471493	1470454	1518584	1531820	1502508	
Нагнетательный фонд	весь	37	37	37	37	37	30	32	33	35	39	39	42	
	действующий	37	37	37	36	36	26	31	31	32	34	34	39	
Закачка воды, м <sup>3</sup>	за год	1718167	1540407	1376451	1143524	975335	938865	917843	922347	923244	978474	1071614	1154618	
	к компенсации за год, %	114,7	100,9	94,8	97,4	90,4	81,7	75,2	75	74,3	78	89,6	101,7	
	с начала разработки	10165204	11705611	13082062	14225586	15200921	16139786	17057629	17979976	18903220	19881694	20953308	22107926	
	к компенсации с начала разработки, %	96,5	97,5	96,8	96,8	96,4	95,4	94,0	92,8	91,7	90,9	90,9	91,4	
Отработанное время, часы		295466	291696	296137	257467	256788	230499	236669	229823	242209	261210	259831	260723	
Приемистость одной скважины, м <sup>3</sup> /сут.	за год	140	127	112	107	91	98	93	96	91	90	99	106	
	на начало	136	113	107	111	88	104	89	89	99	92	97	107	
Пластовое давление, МПа	в зоне отбора	9	9,2	9,2	9,3	9,2	9,3	9,2	9,7	9,5	9,7	10,2	10,4	
	в зоне нагнетания	14,9	15,4	15,5	14,9	14,9	14,9	14,9	15,6	15,9	15,3	15,7	15,9	
	по месторождению	10,1	10,6	10,7	10,6	10,3	10,6	10,3	10,5	10,2	10,3	10,5	11,0	

Исходя из данных об изменении основных показателей разработки во времени, можно заключить следующее:

- месторождение вступило в последнюю стадию разработки;
- фонд добывающих и нагнетательных скважин снижается;
- добыча нефти медленно падает, либо остается на прошлом уровне, изменяясь незначительно;
- добыча жидкости возрастает, обводненность за 2005 год достигла 89,62%;
- средний дебит скважин по нефти остается практически неизменным, а дебит по жидкости возрастает.

### 1.5 Конструкция ствола и забоя скважин

Геологический разрез Наратовского месторождения представлен [1]: четвертичными отложениями – суглинок, песок, глина, галечник; уфимский ярус – глина, песчаник, мергель, известняк; кунгурский ярус – доломиты, известняк, ангидрит, мергель, ниже кунгурского яруса до проектной глубины разрез представлен в своем большинстве карбонатными породами.

Развита терригенная толща в основании нижнего карбона, представлена песчаниками, алевритами, аргиллитами, известняками. Слагающие разрез скважин породы по промышленной классификации пород, относятся:

- в интервале от 0 метров до 300 метров к породам мягкой и средней твердости;
- от 300 метров до 1400 метров – к твердым и крепким.

Приведенный коэффициент кавернозности ствола скважин:

- под направление и кондуктор – 1,4;
- под эксплуатационную колонну – 1,2.

При бурении скважин на Наратовском месторождении встречались следующие виды осложнений: поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважин. Виды осложнений при бурении, исходя из данных по пробуренным скважинам, приводятся в таблице 1.12.

Основной объект разработки Наратовского месторождения, терригенные отложения нижнего карбона – на данный момент полностью разбурен. Тем не менее, еще подлежит бурению резервный фонд, оценочный фонд и часть скважин на турнейские отложения.

При проводке скважин осложнения с поглощением бурового раствора были ликвидированы поддержанием соответствующих параметров бурового раствора и путем намыва на буровом растворе смеси наполнителей с последующей закачкой быстросхватывающей смеси.

Таблица 1.12 – Виды осложнений при бурении

Виды осложнений	Интервалы глубин, м		Стратиграфия
	от	до	
Поглощение бурового раствора	1200	1350	серпуховский ярус
	0	204	уфимский ярус
Осыпи и обвалы стенок скважин	1038	1098	верейский горизонт
	1374	1400	угленосная толща

Осложнения, связанные с осыпями, обвалами стенок скважин, ликвидируются поддержанием соответствующих параметров бурового раствора в процессе бурения.

Под направление и кондуктор бурение осуществлялось с промывкой глинистым раствором с плотностью 1,180 кг/м<sup>3</sup>. Раствор обрабатывался КМЦ и кальцинированной содой. Бурение в интервале 260 – 1320 м производилось технической водой с ПАА. Для дальнейшего бурения скважин до проектной глубины предусматривался глинистый раствор плотностью 1,360 кг/м<sup>3</sup>.

К выбранной конструкции скважин и их забоев предъявлялись следующие требования:

- доведение скважины до проектной глубины;
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов;

- предотвращение отложений в процессе бурения и полное использование потенциальных возможностей техники и технологии;
- минимум затрат на строительство скважин;
- выполнение всех требований охраны труда недр и окружающей среды, как при строительстве, так и при эксплуатации.

В соответствии с решением совместного геолого-технического совета «Башкиргеология» и АНК «Башнефть» было принято и рекомендовано для новых скважин, следующая конструкция:

- спуск направления диаметром 324 мм на глубину 70 м с целью предотвращения размыва рыхлых пород на устье скважины и перекрытия зон обвалов, возможных осыпаний четвертичной системы;

- спуск кондуктора диаметром 245 мм на глубину 260 м с целью перекрытия зон обвалов уфимского яруса и разобщения пресных и подземных вод;

- спуск эксплуатационной колонны диаметром 146 мм рекомендовалось производить, с учетом минимальной производительности скважины, на весь период разработки и применяемого насосного оборудования, до забоя на глубину 1400 м для скважин угленосной толщи.

Подъем цементного раствора осуществлялся за всеми колоннами до устья. Применялся цементный раствор нормальной плотности – 1,85 г/см<sup>3</sup> согласно ГОСТ 1581-78. С целью предупреждения поглощения тампонажного раствора в верхней части обсадной колонны при цементировании широко применялись облегченные тампонажные материалы, отвечающие требованиям технических условий ТУ-21-20-36-78.

Для улучшения очистки затрубного пространства от бурового раствора, повышения однородности тампонажного раствора и прочности сцепления цементного камня с породой и с колонной, был использован генератор колебаний «БашНИПИнефть», закрепляемый на низ эксплуатационной колонны. Применение генератора осуществлялось в строгом соответствии с «Инструкцией по применению комплекса технологических разработок по

повышению качества цементирования эксплуатационных колонн». После проведения операций по цементированию скважины промыслово-геофизической службой производился весь комплекс исследований с целью определения качества цементирования, и по результатам исследований выдавалось заключение.

Крепление скважин обсадной колонной считается качественным, когда по заключению уровень цемента поднят на проектную высоту с перекрытием башмака предыдущей колонны и по данному заключению все вскрытые пласты разобщены, имеется свободный доступ по колонне до искусственного забоя, а обсадная колонна испытана на герметичность.

Все работы, связанные с бурением и освоением скважин выполнялись в соответствии с требованиями охраны труда и окружающей среды. Оставшиеся после бурения шлам и другие отходы захоронены на месте на глубину не менее 1 метра от поверхности земли [4].

Изучение геолого-промысловой характеристики Наратовского месторождения, текущего состояния разработки можно сделать следующие выводы, изложенные ниже.

Основными продуктивными коллекторами месторождения являются песчаные и карбонатные отложения, залегающие на глубине 1100 – 1420 м. Коллектора сильно неоднородны. Пористость и проницаемость варьируют соответственно в пределах 15,7 – 5,5%, 0,13 – 0,807 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенность 55 – 91%. Коэффициент расчлененности 1,1 – 1,9, песчанистости 0,69 – 0,88.

Нефти терригенной толщи нижнего карбона относятся к тяжелым высоковязким нефтям ( $\rho = 893 - 900 \text{ кг/м}^3$ ,  $\mu_n = 41,5 - 55,3 \text{ см}^3/\text{с}$ ) с большим содержанием смол, серы и парафина.

Месторождение находится на поздней стадии разработки. Балансовые запасы составляют 17,1 млн. т нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи – 23,6% от балансовых запасов. Обводненность продукции скважин составила (средняя по месторождению) 92,7%. Основные способы эксплуатации УЭЦН и ШСНУ.

## 2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЩПВ. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

2.1 Технология щелочно-полимерного воздействия на пласт в условиях Наратовского месторождения.

На Наратовском месторождении в различные годы проводились различные методы увеличения нефтеотдачи пластов: бурение боковых стволов, гидроразрыв пласта, закачка минерализованной воды.

Результаты лабораторных исследований и промысловых опытов показали, что наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи для условий Наратовского месторождения является щелочно-полимерный.

Большое влияние на коэффициент вытеснения оказывает концентрация щелочи в растворе. В зависимости от концентрации щелочи изменяются такие параметры как: межфазное натяжение на границе раздела нефть – щелочно-полимерный раствор, вязкость, подвижность фильтрующейся жидкости в пористой среде. В качестве минимальной концентрации рекомендовано содержание 0,35%.

Бурение боковых стволов на Наратовском месторождении дало дополнительно 7% нефти от общей годовой добычи.

Закачка минерализованной воды на Наратовском месторождении дало дополнительно 3% нефти от общей годовой добычи.

При щелочно-полимерном заводнении увеличивается охват пласта вытеснением. Так если для высокопроницаемого прослоя модели пласта прирост нефтеизвлечения составил 5,9%, то для низкопроницаемого – 14,5%. При этом оптимальный размер оторочки составил 0,25 – 0,3 объема пор.

Испытание и внедрения технологии щелочно-полимерного воздействия (ЩПР) для повышения нефтеотдачи пластов, проведенные в 1990 – 1992 годах на Наратовском месторождении дали положительные результаты и указали на

целесообразность расширения применения технологии [8]. Месторождение было разделено на очаги воздействия по номерам нагнетательных скважин.

В каждый очаг в зависимости от технологических параметров входила одна или две нагнетательные скважины, через которые предполагалась закачка щелочно-полимерной композиции, а также добывающие скважины.

Основным критерием привязки добывающих скважин к нагнетательным стала степень влияния нагнетательной скважины, её режимов работы, на режимы работы и показатели окружающих добывающих скважин в процентном отношении.

Всего на Наратовском месторождении обрабатываются 32 нагнетательные скважины.

Каждую нагнетательную скважину обрабатывают один раз в 2 года.

Работы по щелочно-полимерному воздействию в НГДУ «Южарланнефть» проводятся в соответствии с утвержденной главным инженером и главным геологом НГДУ годовой программы выполнения промысловых исследований и внедрения технологии увеличения нефтеотдачи пласта, путем закачки в нагнетательные скважины на Наратовском месторождении.

Программа работ включает в себя:

- параметры воздействия технологии щелочно-полимерного заводнения, куда включаются подлежащие обработке скважины;
- рабочую программу, где указываются виды работ и исследований при проведении ЩПВ.

Так как установленная периодичность обработок – один раз в 2 года, в рабочей программе заложены 16 нагнетательных скважин для проведения на них закачки щелочно – полимерного раствора.

Если говорить кратко, то весь комплекс работ связанный с проведением ЩПВ состоит из нижеприведенных этапов.

1 этап. Подготовка нагнетательных скважин, добывающих скважин, технологического оборудования к проведению ЩПВ.

2 этап. Подготовка реагентов: щелочно-полимерного раствора на реагентной базе.

3 этап. Проведение ЩПВ.

4 этап. Проведение необходимых гидродинамических и промыслово-геофизических исследований нагнетательных скважин.

5 этап. Проведение лабораторных исследований закачиваемого рабочего агента (пластовой воды).

6 этап. Статистика основных показателей добывающих скважин в течение года.

7 этап. Определение эффективности метода путем подсчета дополнительно добытой нефти (эффективность считают по методу Сазонова).

Ниже приводятся параметры воздействия технологии щелочно-полимерного воздействия на 2004 – 2005 годы (таблица 2.1, 2.2) и рабочая программа (таблица 2.3).

Таблица 2.1 – Параметры воздействия технологии щелочно-полимерного воздействия на 2004 год

Сква- жины	Приеми- стость, м <sup>3</sup> /сут.	Суммарная толщина, м	Расход реагента, м <sup>3</sup>			Пресная вода как буфер, м <sup>3</sup>
			ПАА, %	каустическа я сода 40%	нефрас, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
9	195	6,8	7	8,0	2,6	7
21	176	6,6	7	7,0	2,6	7
27	390	2,8	7	16,0	1,0	7
35	80	2,8	7	3,0	1,0	7
37	104	3,4	7	4,0	1,3	7
38	80	3,0	7	3,0	1,0	7
41	64	6,2	4	2,5	2,4	7
44	8	2,4	4	0,5	1,0	7

Продолжение таблицы 2.1

Сква- жины	Приеми- стость, м <sup>3</sup> /сут.	Суммарная толщина, м	Расход реагента, м <sup>3</sup>			Пресная вода как буфер, м <sup>3</sup>
			ПАА, %	каустическая сода 40%	нефрас, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
47	40	3,6	4	1,6	1,4	7
119	40	3,6	4	1,6	1,4	7
64	119	6,2	7	5,0	2,4	7
84	158	8,2	7	6,5	3,0	7
176	129	4,0	7	5,0	1,5	7
179	100	4,8	7	4,0	1,8	7
320	30	4,4	4	1,2	1,7	7
124	80	4,4	5	3,5	1,7	7
—	—	—	—	72,4	28	—

Таблица 2.2 – Параметры воздействия технологии ЦПВ на 2005 год

Сква- жины	Приеми- стость, м <sup>3</sup> /сут.	Суммарная толщина, м	Расход реагента, м <sup>3</sup>			Пресная вода как буфер, м <sup>3</sup>
			ПАА, %	каустическа я сода 40%	нефрас, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
92	50	2,4	4	2,0	1,3	7
76	100	2,8	7	3,5	1,5	7
80	100	3,2	7	3,5	1,8	7
195	100	2,4	7	3,5	1,3	7
88	100	1,6	7	3,5	1,0	7
262	100	2,4	7	3,5	1,3	7
64	150	4,4	7	5,0	2,4	7
185	50	4,4	4	2,0	2,4	7
84	170	4,2	7	6,0	2,4	7

Продолжение таблицы 2.2

Сква- жины	Приеми- стость, м <sup>3</sup> /сут.	Суммарная толщина, м	Расход реагента, м <sup>3</sup>			Пресная вода как буфер, м <sup>3</sup>
			ПАА, %	каустическая сода, 40%	нефрас, м <sup>3</sup>	
1	2	3,0	4	5	6	7
226	50	3,2	4	2	1,8	7
256	90	2,0	4	3	1,1	7
234	50	3,2	4	2	1,8	7
231	150	3,4	7	5	1,9	7
244	50	4,0	4	2	2,2	7
326	50	3,4	4	2	2,0	7
—	—	—	—	—	51,5	28

Таблица 2.3 – Рабочая программа

Наименование этапов	Виды работ и исследований	Количество замеров, наблюдений
1	2	3
Обустройство подготовка наземного оборудования нагнетания регентов	Обвязка оборудования на устье выбранных нагнетательных скважин	16 скв.
	Комплектация рабочего места средствами техники безопасности при работе с химреагентами (защитными очками или масками, пресной водой, средствами индивидуальной защиты)	–
	Закачка композиции ЦПР в нагнетательные скважины	16 скв.
Подготовка нагнетательных и добывающих скважин	Осмотр и ремонт задвижек на устье нагнетательных скважин для замера давления и отбора проб	16 скв.
	Осмотр и ремонт затруб.ных и пробоотборных вентилях на устье добывающих скважин для замера уровня давления, отбора проб жидкости	16 скв.
Исследование нагнетательных скважин	Исследование нагнетательных скважин в соответствии с «Обязательным комплексом гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений Башкирии» в том числе:	–
	Замер приемистости нагнетательных скважин	ежедневно
	Замер давления нагнетания на устье скважин	ежемесячно

Продолжение таблицы 2.3

Наименование этапов	Виды работ и исследований	Количество замеров, наблюдений
1	2	3
Исследование нагнетательных скважин	Исследование методом восстановления (падения) давления (с указанием приемистости и давления на КНС) в течении 15–20 часов. Замеры производить образцовым манометром с пределом измерения не более 250 кг/см <sup>2</sup> . Перед исследованием скважина должна работать не менее 2 суток без остановок. Если были кратковременные остановки, то в таблице замеров указать время и длительность остановки.	3 скв. (до и после нагнетан)
	Замер динамического уровня с пересчетом на забойное давление в комплексе с замером дебита жидкости по скважинам	ежемесячно
	Замер статического уровня (с пересчетом на пластовое давления) в комплексе с замером дебита жидкости и динамического уровня (с пересчетом на забойное давление), определение коэффициента продуктивности по скважинам.	1 раз в год
Лабораторные исследования	Химический 6-компонентный анализ воды из добывающих скважин с определением плотности, содержания сероводорода	1 раз в год
	Химический 6-компонентный анализ нагнетаемой воды с определением рН, содержание железа, сероводорода, кислороднефтепродуктов	2 раза в год
	Входной контроль качества поступающих реагентов (по мере поступления).	–
Отчеты	Составление отчетов по проводимым исследованиям	ежемесячно
	Составления акта закачки ЦПР	–

Продолжение таблицы 2.3

Наименование этапов	Виды работ и исследований	Количество замеров, наблюдений
1	2	3
Отчеты	Анализ эффективности процесса	ежемесячно

## 2.2 Технологическая схема закачки

Композиция для проведения щелочно-полимерного воздействия готовится на реагентной базе цеха антикоррозионного покрытия труб и капитального ремонта трубопроводов НГДУ.

Углеродородный растворитель «Нефрас» и сорока процентный раствор щелочи (NaOH) поступает от производителя в готовом виде и не требует дополнительной подготовки.

Раствор полиакламида концентрацией 0,5% готовится непосредственно на реагентной базе. Полиакламид (ПАА) растворяется пресной умягченной водой. К обрабатываемой скважине раствор доставляется в автоцистернах. Первая автоцистерна заполнена полиакламидом, вторая раствором щелочи и растворителем «Нефрас».

Технология проведения работ включает доставку и закачку заданного объема щелочно-полимерного раствора в нагнетательную скважину. Доставка производится автоцистернами марки АЦ-8-5320 в количестве 2 единиц.

Закачка производится передвижным насосным агрегатом типа ЦА–320. Схема расположения и обвязки технологического транспорта при закачке композиции в скважину приведена на рисунке 2.1.

Порядок проведения технологической операции:

1) Перекрытие подачи закачиваемой пластовой воды с КНС закрытием задвижки на высоконапорном водоводе.

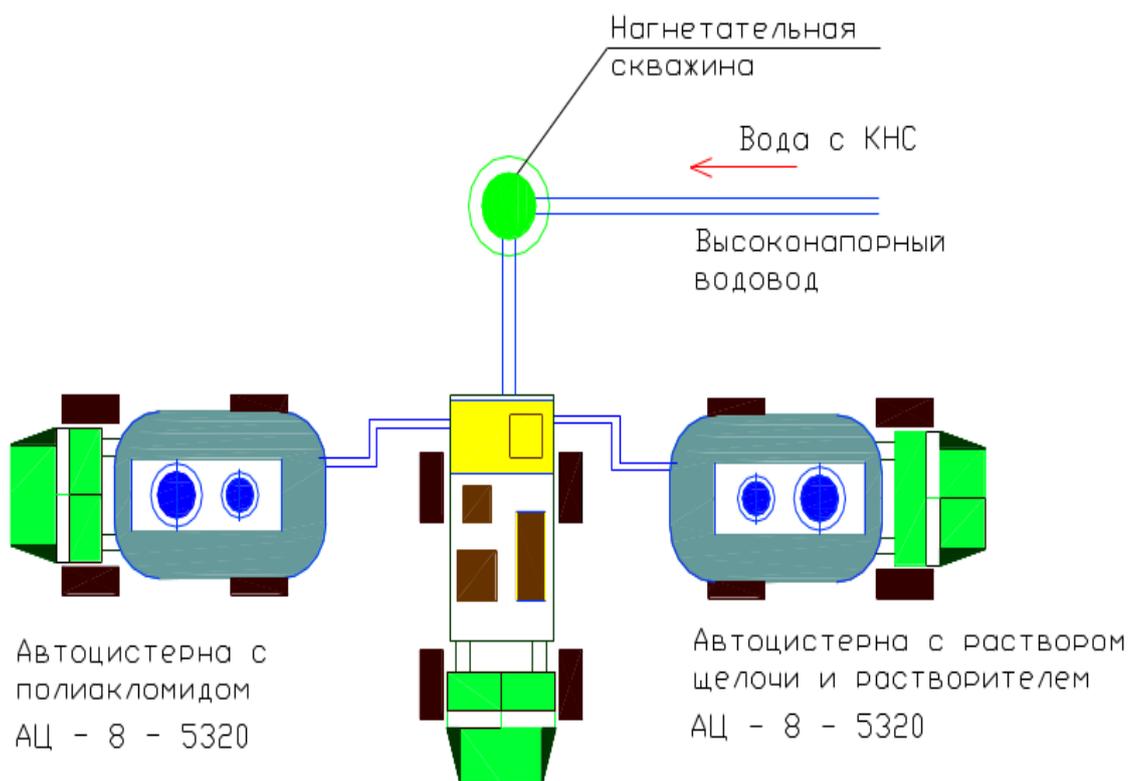
2) Присоединение к специальному фланцу на колонной головке скважины нагнетательной трубы насосного агрегата ЦА–320.

3) Присоединение к автоцистерне с ПАА первого всасывающего патрубка агрегата, к автоцистерне с раствором щелочи и растворителя второго.

4) Осуществление начала закачки раствора.

Закачка производится под давлением 12 – 13 МПа, но не более 15 МПа, во избежание порыва колонны.

В первую очередь закачивается раствор ПАА, он служит буфером между минерализованной водой, которая есть в скважине и раствором щелочи.



Передвижной насосный агрегат ЦА - 320

Рисунок 2.1 – Схема расположения технологического транспорта при обработке скважины

Полиакламид создает дополнительное гидродинамическое сопротивление в ПЗП и выравнивает профиль приемистости для более равномерного продвижения раствора щелочи в пласт. Кроме того, он выступает в роли стабилизатора осадка.

После закачки ПАА закачивается раствор щелочи. Щелочь и растворитель находятся в одной автоцистерне, но перемешивания двух жидкостей не происходит. Так как плотность щелочи  $1,450 \text{ кг/м}^3$ , а плотность растворителя  $900 \text{ кг/м}^3$ , то жидкости разделяются очень быстро. Раствор щелочи находится в нижней части автоцистерны и по мере его откачки и понижения уровня в автоцистерне вслед за щелочью происходит закачка растворителя. Щелочь, попав в пласт, при взаимодействии с пластовой жидкостью образует нерастворимый осадок, который оседает в высокопроницаемых обводненных участках пласта. В дальнейшем, осадок,

взаимодействуя с ПАА стабилизируется и образует высоковязкий гель, перекрывающий сечение пор. Вслед за раствором щелочи закачиваемый растворитель, встретив повышенное гидродинамическое сопротивление в участках пласта, где образовался осадок, устремляется в менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Вследствие чего происходит растворение смол, парафинов, асфальтосмолистых веществ, снижается вязкость нефти, улучшается ее продвижение по пласту.

Закаченный растворитель также служит буфером между раствором щелочи и минерализованной водой закачиваемой впоследствии с КНС.

- 1) Окончание закачки.
- 2) Разборка обвязки насосного агрегата и автоцистерны и отправка транспорта в парк.
- 3) Возобновление закачки воды с КНС в прежнем режиме.

В дальнейшем композиция продвигается по пласту минерализованной водой. Приемистость нагнетательной скважины практически не изменяется, так как в работу включаются малопроницаемые пропластки, не участвующие ранее в процессе фильтрации.

### 2.3 Физико-химические характеристики применяемых реагентов

Полиакламид относится к полимерам.

Это класс веществ, обладающих специфическими свойствами, обусловленными наличием в них молекул-гигантов цепного строения. Это молекулы состоят из последовательно чередующихся и химически связанных звеньев [9] (рисунок 2.2).

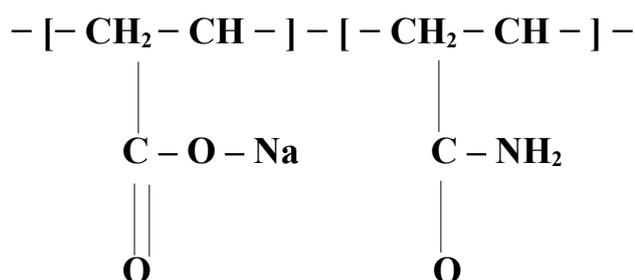


Рисунок 2.2 – Молекула ПАА

Число звеньев в цепи достигает 10000 и более. Молекулярная масса  $10^7$  –  $10^6$ .

Применяемый полиакламид реагент Ср – 131 представляет собой порошкообразное вещество белого цвета плотностью  $1,050 - 1,100 \text{ кг/м}^3$  и насыпкой массой  $60,0 \text{ кг/м}^3$  с размерами зерен  $0,25 - 1,6 \text{ мм}$  с высокой скоростью растворения. Продолжительность растворения реагента при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  составляет около 1,0 часа. Продукт в товарном виде характеризуется высоким содержанием базового полимера акриламида (более 90%), незначительным содержанием нерастворимых осадков (менее 0,3%) и отсутствием сульфата аммония.

Реагент имеет влажность около 10%, негигроскопичен, неабразивен и практически не сжимаем.

Реагент в процессе эксплуатации не электризуется и относится к нетоксичным и взрывопожаробезопасным веществам.

Растворитель «Нефрас». Это смесь предельных углеводородов с числом атомов углерода 7 – 10. Реагент представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость темно-коричневого цвета с температурой вспышки  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ , плотностью  $890 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью 3 МПа с при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  [9].

Пары реагента раздражающе действуют на слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз. При попадании на кожу реагент обезжиривает ее и может вызвать поражения отдельных участков. Реагент применяют в неразбавленном виде. Относится к токсичным, взрывопожароопасным веществам.

Едкий натр (NaOH). Это кристаллическое вещество белого цвета с размерами кристаллов  $3 - 5 \text{ мм}$ , плотностью  $2600 \text{ кг/м}^3$  с высокой скоростью растворения. При растворении порошка водой выделяется большое количество теплоты, температура раствора достигает  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Реагент поступает от производителей в сухом виде, в бочках и в воде с концентрацией 40%. Данное вещество является агрессивной средой, при попадании на кожу, ткань разъедает её.

Пары реагента раздражающе действуют на слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз. При работе с реагентом необходимо соблюдать повышенные требования безопасности и применять соответствующую спецодежду. Реагент не электризуется, относится к пожаробезопасным веществам.

#### 2.4 Применяемое оборудование и его характеристика

Передвижная насосная установка ЦА – 320.

Установка предназначена для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении технологических операций при проведении капитального ремонта скважин и обработок их реагентами.

На шасси автомобиля КраЗ-250 смонтирована насосная установка.

Насосная установка включает в себя следующее оборудование:

- насос НЦ–320;
- насос ЦНС– 38/154;
- силовая установка с двигателем ЗМЗ–511 (ГАЗ–53);
- мерный бак V– 6 м<sup>3</sup>;
- цементный бочок V – 0,25 м<sup>3</sup>;
- трубы и шарнирные колена разборного трубопровода.

От двигателя автомобиля осуществляется привод насоса НЦ-320 посредством коробки отбора мощности, установленной на фланце раздаточной коробки автомобиля. Насос НЦ–320 соединен с коробкой отбора мощности, карданным валом.

Насосная установка снабжена следующим дополнительным оборудованием: четырехдюймовым всасывающим рукавом для забора насосом

НЦ–320 раствора из емкости; двумя двухдюймовыми рукавами для подачи жидкости; бочком с ситом для приема цементного раствора.

Насос НЦ–320 двухпоршневой, горизонтальный, двухстороннего действия предназначен для подачи цементного и глинистого растворов в скважину. Изменение давлений и подачи достигается при помощи сменных цилиндрических втулок и поршней насоса. Диаметры втулок и поршней 90, 100, 115, 127 мм.

Автоцистерна АЦ–8–5320 предназначена для перевозки жидкостей и подачи их на прием насосных установок при проведении различных технологических операций во время производства капитального ремонта скважин и выполнения обработок реагентами на добывающих и нагнетательных скважинах.

Автоцистерна может производить следующие операции: заполнять свою цистерну из постороннего источника; подавать жидкость из собственной цистерны или постороннего источника на прием насосных установок. Автоцистерна предназначена для эксплуатации в умеренной климатической зоне в интервале температур от плюс 40 до минус 40 °С.

Автоцистерна смонтирована на шасси автомобиля КаМАЗ–5320 и включает в себя цистерну, насосный блок с трансмиссией, манифольд, самовсасывающую систему и другое вспомогательное оборудование.

Цистерна представляет собой сварную емкость с поперечным сечением овальной формы. В задней верхней части цистерны расположена горловина для заполнения цистерны, выполняющая функции люка-лаза для осмотра и ремонта.

Днище цистерны усилено вертикальными ребрами из листового проката, проваренными с внутренней стороны.

Цистерна разделена волногасителем на два равных отсека. В задней нижней части цистерны имеется отвод для подсоединения всасывающего труб.опровода, а по оси симметрии отвод для слива остатков. В передней части цистерны имеется отвод для подсоединения нагнетательного труб.опровода.

Установка насосная состоит из коробки отбора мощности, карданного вала, редуктора и центробежного насоса.

Технические характеристики спецтехники приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Основные технические характеристики спецтехники для проведения ЦПВ

Наименование характеристики	Единица физической величины	Значение характеристики
<b>Агрегат ЦА – 320</b>		
Автомобильная база УРАЛ – 4320	–	–
Грузоподъемность	т	12
Мощность двигателя	кВт	176
Частота вращения вала двигателя	мин <sup>-1</sup>	2100
<b>Насос НЦ 320</b>		
Полезная мощность	кВт	108
Ход поршня	мм	250
Передаточное число	–	22
Число скоростей	–	4
Минимальная подача	дм <sup>3</sup> /с	2,8
Максимальная подача	дм <sup>3</sup> /с	26
Минимальная подача	МПа	4,5
Максимальный напор	МПа	40
<b>Вспомогательный двигатель ЗМЗ–511 (ГАЗ–53)</b>		
Частота вращения вала двигателя	–	–
максимальная	мин <sup>-1</sup>	3200
рабочая	мин <sup>-1</sup>	2500 – 2950
Мощность	кВт	92
Крутящий момент	Н·м	300
<b>Центробежный насос ЦНС 38–154</b>		
Частота вращения вала насоса,	мин <sup>-1</sup>	2950
Подача	м <sup>3</sup> /мин	0,1
Давление	МПа	1,54

Продолжение таблицы 2.4

Наименование характеристики	Единица физическо й величины	Значение характеристики
<b>Автоцистерна АЦ–8–5320</b>		
Автомобильная база КаМАЗ-5320	–	–
Емкость цистерны	м <sup>3</sup>	8,3
Масса транспортируемой жидкости	т	6,8
<b>Центробежный насос ЗК– 6</b>		
Подача	дм <sup>3</sup> /с	19,5
Напор	МПа	0,6
частота вращения вала насоса	об/мин	2900
Диаметры труб.опроводов	–	–
всасывающий	мм	100
нагнетательный	мм	50
Полная масса автоцистерны	–	–
без груза	т	8,500
с грузом	т	15,305

### 2.5 Характеристика основных параметров закачки

В настоящей работе для оценки эффективности технологии вышеуказанного метода увеличения нефтеотдачи на Наратовском месторождении было выбрано 3 очага воздействия по номерам нагнетательных скважин: 9, 27, 176. Геолого-промысловые данные и отношение добывающих скважин к очагам закачки приведены в таблицах 2.6, 2.7.

Руководящих инструкций и регламентирующих документов по расчету основных параметров закачки реагентов нет. Однако существуют рекомендации, которые выработаны и получены путем анализа экспериментальных данных при закачке различных объемов композиций в течение 12 лет.

Цехом НИПР НГДУ «Южарланнефть» с точки зрения и технологической эффективностью рекомендованы объемы закачки реагентов на единицу мощности пласта [10]:

- раствор полиакриламида.....1,5 – 2 м<sup>3</sup>/м толщины пласта;
- раствор щелочи.....0,5 м<sup>3</sup>/м толщины пласта;
- растворителя.....0,5 м<sup>3</sup>/м толщины пласта.

Таблица 2.6 – Геолого-промысловые данные по скважинам 9, 27, 176

Данные	Нагнетательные скважины		
	№ 9	№ 27	№ 176
1	2	3	4
Дата окончания бурения	04.83	03.80	05.87
Альтитуда, м	72,7	70,8	72,7
Глубина скважины, м	1333,0	1388,0	1480,0
Искусственный забой, м	1321,0	1379,0	1471,0
Диаметр кондуктора, мм	245,0	245,0	245,0
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146,0	146,0	146,0
Интервалы перфорации, м (количество выстрелов)	1248,8 - 1251,2 (50)	1296,4 - 1299,2 (60)	1402,0 - 1405,4 (70)
	1252,4 - 1254,8 (50)	–	1408,2 - 1409,8 (30)
	1257,6 - 1259,2 (40)	–	–
Дата перевода скв в добывающий фонд	12.83	07.80	07.87
Дата перевода скв в нагнет фонд	03.84	10.80	08.87
Средняя приемистость по годам, м <sup>3</sup> /сут	190,0	216,0	122,0
Давление закачки, атм	85,0	90,0	67,0

Продолжение таблицы 2.6

Данные	Нагнетательные скважины		
	№ 9	№ 27	№ 176
1	2	3	4
Дата проведения ЩПВ	03.1997	09.1997	09.1997
	01.1998	05.1998	05.1998
	07.1999	06.2000	05.1999
	07.2000	07.2001	07.2000
	02.2001	03.2002	07.2001
	06.2003	01.2003	03.2002
	03.2005	08.2004	01.2003
	–	02.2005	09.2004
	–	–	03.2005

Таблица 2.7 – Добывающие скважины по очагам закачки

Очаг воздействия, нагнетательные скважины, №	Добывающие, реагирующие скважины, №
9	1, 2, 4, 5, 16
27	11, 12, 22, 26, 28, 32, 33, 34, 17Д, 7568
176	55, 175, 177, 180, 181, 201, 202, 205, 206, 316, 317, 318, 319, 321

Раствор ПАА концентрацией 0,5% – это высоковязкая жидкость, напоминающая гель (вязкость 25 – 27 МПа·с). Если увеличить концентрацию раствора, то вязкость увеличится настолько, что прокачать этот раствор в пласт становится затруднительно (высокие давления нагнетания). Если же снизить концентрацию ПАА до 0,2 – 0,1% и ниже, то эффективность его применения снижается. Снижается дополнительное гидродинамическое сопротивление, которое создается для выравнивания фронта вытеснения. Выравнивание фронта

будет проходить менее интенсивно, за счет понижений вязкости ПАА. Снизится охват пласта воздействием. Меньшее количество структурообразователя окажется в пласте, что в свою очередь отразится на устойчивости образующегося осадка. Поэтому выбирается оптимальное значение концентрации ПАА, при которой одновременно: раствор можно прокачать в пласт и раствор выполнит функции структурообразователя осадка.

Гидроксид натрия поступает от производителя в виде раствора с концентрацией 40% (насыщенный раствор щелочи). При повышении концентрации раствора, растворения не происходит, а выпадает осадок. По данным лабораторных исследований известно, что чем выше концентрация реагента и минерализация пластовой воды, тем интенсивнее образуется осадок. Для увеличения продолжительности эффекта в пласт нужно доставить максимальное количество реагирующего вещества при ограниченном объеме закачиваемого раствора. По мере продвижения оторочки щелочи по пласту происходит образование осадка и реагент теряет свои свойства. Исходя из вышесказанного, концентрация раствора щелочи подбирается максимальной.

Растворитель «Нефрас» применяется без предварительной обработки и подготовки в том же виде, в каком он поступил от производителя.

Произведем расчет давления закачки для вышеуказанных нагнетательных скважин.

## 2.6 Расчет параметров закачки композиции щелочно-полимерного раствора на нагнетательной скважине

Основным параметром закачки ЩПВ является давление закачки ЩПР на нагнетательной скважине.

Так как объемы компонентов ЩПР для осуществления операции на одной нагнетательной скважине определены выше будем рассматривать только расчет для определения давления закачки.

Значение данного параметра для конкретной скважины определяется следующей методике согласно рекомендациям [11].

Сначала определяются потери напора по длине скважины

$$h = \lambda \frac{H}{d_{\text{внут}}} \cdot \frac{v_{\text{нисх}}^2}{2g}, \quad (2.1)$$

где  $h$  – потери напора по длине, мм. вод. ст.;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$H$  – глубина скважины, м;

$d_{\text{внут}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$v_{\text{нисх}}$  – скорость нисходящего потока жидкости, м/с;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Для определения коэффициента сопротивления находим параметр Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{v_{\text{нисх}} d_{\text{внут}}}{\mu_{\text{ж}}}, \quad (2.2)$$

где  $\text{Re}$  – параметр Рейнольдса;

$v_{\text{нисх}}$  – скорость нисходящего потока жидкости, м/с;

$d_{\text{внут}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}}, \quad (2.3)$$

где  $\text{Re}$  – параметр Рейнольдса;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Находим допустимое давление на устье нагнетательной скважины

$$P_{уст} = \frac{d_{нар}^2 - d_{внут}^2}{d_{нар}^2 + d_{внут}^2} \frac{\sigma_{стр}}{K} + P_{пл} + \rho \cdot g (h + H), \quad (2.4)$$

где  $d_{нар.}$  – наружный диаметр НКТ, м;  
 $d_{внут.}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  
 $\sigma_{стр.}$  – предел текучести материала труб.ы, Н/м;  
 $K$  – коэффициент запаса;  
 $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $\rho$  – плотность композиции, кг / м<sup>3</sup> ;  
 $h$  – потери напора по длине, м. вод. ст.;  
 $H$  – глубина скважины, м.  
Давление закачки

$$P_{зак} = P_{уст} - \rho \cdot g \cdot (h + H), \quad (2.5)$$

где  $P_{зак.}$  – давление закачки, МПа;  
 $P_{уст.}$  – давление на устье, МПа;  
 $\rho$  – плотность композиции, кг / м<sup>3</sup>;  
 $H$  – глубина скважины, м ;  
 $h$  – потери напора по длине, м. вод. ст.

Для осуществления расчета параметров закачки будем руководствоваться исходными данными таблицы 2.8.

Таблица 2.8 – Исходные данные по скважине № 9

Наименование	Обозначение	Единица физической величины	Количество
Глубина скважины	H	м	1333,000
Диаметр НКТ	–	–	–
наружный	$d_{нар.}$	м	0,073
внутренний	$d_{внут.}$	м	0,062
Средняя скорость закачки	$v_{ср\ зак.}$	л/сек	10,000
Средняя плотность композиции	$\rho$	кг/м <sup>3</sup>	1150,000
Предел текучести материала трубы	$\sigma_{стр.}$	МПа	280,000

Произведем расчет давления закачки ЦПР.

Критерий Рейнольдса определяется по формуле (2.2). Подача насосного агрегата 10 л/с. Скорость нисходящего потока находим из таблицы справочного пособия [11]. Скорость нисходящего потока – 3,31 м/с.

$$Re = \frac{v_{нисх} d_{внут}}{\mu_{ж}} = \frac{3,31 \cdot 0,062}{0,6 \cdot 10^{-4}} = 3420. \quad (2.6)$$

Режим течения жидкости турбулентный так как  $Re^{крат} = 3420$ .

Следовательно, коэффициент гидравлического сопротивления рассчитываем по формуле (2.3)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{3420}} = 0,041. \quad (2.7)$$

Далее по формуле (2.1) рассчитываем потери напора по длине

$$h = \lambda \frac{H}{d_{внут}} \cdot \frac{v_{ниск}^2}{2g} = 0,041 \frac{1333}{0,062} \frac{3,31^2}{2 \cdot 9,8} = 148,86 \text{ мм. вод. ст.} \quad (2.8)$$

Допустимое давление на устье скважины по формуле (2.4)

$$P_{уст} = \frac{d_{нар}^2 - d_{внут}^2}{d_{нар}^2 + d_{внут}^2} \frac{\sigma_{стр}}{K} + P_{пл} + \rho \cdot g (h + H) =$$

$$\frac{0,073^2 - 0,062^2}{0,073^2 + 0,062^2} \frac{280 \cdot 10^6}{1,5} + 11,07 \cdot 10^6 + 1150 \cdot 9,8 (148,86 - 1333) =$$

$$\approx 27,94 \text{ МПа} \quad (2.9)$$

Давление закачки композиции по формуле (2.5)

$$P_{зак} = P_{уст} - \rho \cdot g \cdot (h + H) = 14,6 \text{ МПа.} \quad (2.10)$$

Расчетное давление применяется в зависимости от диаметра сменной втулки и изменения давления на выкидной линии насоса.

Результаты расчета основных параметров закачки композиции щелочно-полимерного раствора представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета основных параметров закачки

Наименование параметра	Единица измерения	Абсолютное значение
Коэффициент гидравлического сопротивления	доли ед.	0,041
Потери напора	мм вод. ст.	148,860
Допустимое давление на устье скважины	МПа	27,940
Давление закачки композиции	МПа	14,600

### 3 ОЦЕНКА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАКАЧКИ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА НАРАТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Оценка эффективности применения метода реагента по гидродинамическим методам исследований

Для оценки эффективности обработки нагнетательных скважин щелочно-полимерным раствором можно судить по данным геофизических исследований.

При помощи исследований глубинным расходомером видно как изменяется приемистость скважины и интервалы приемистости до и после обработки скважин. Ниже приводятся результаты исследований по выбранным очагам воздействия.

1) I очаг воздействия. Скважина № 9 (исходные данные в таблице 2.6). Приведены данные исследований за 1997 и 2005 год (рисунок 3.1).

До обработок скважин раствором приемистость жидкости при закачке отмечалась в интервале 1253,5 – 1254,25 метров (рисунок 3.1).

После обработки скважины ЩПР приемистость жидкости при закачке отмечалась в интервале 1253,5 – 1254,25 метров в интервале 1252,5 – 1253,25 метров (рисунок 3.1).

В работу дополнительно включился участок пласта толщиной 0,75 метров не участвующий ранее в процессе фильтрации. Объясняется это тем, что после обработки ЩПР данный эффект произошел за счет выпадения осадка в высокопроницаемых пропластках и снижения их проницаемости.

Минерализованная вода, закачиваемая с КНС встретив сопротивление в вышележащих пропластках, направляется в нижнюю часть пласта, которая после обработки ЩПР обладает сравнительно большой проницаемостью, чем верхняя часть.

Сравнительно высокое содержание нефти в нижней части пласта, так как закачиваемая до ЩПВ вода промывала верхние пропластки. За счет вовлечения в разработку неработающих ранее пропластков происходит прирост нефтеизвлечения.

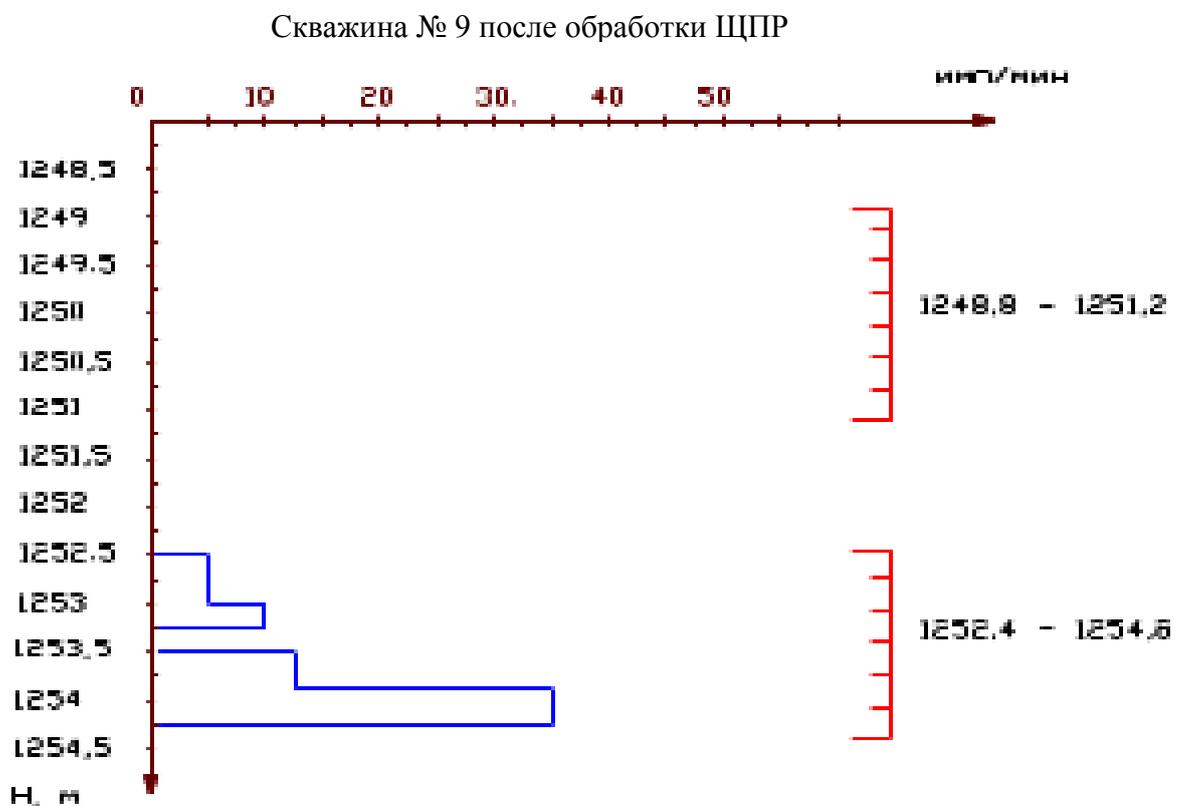
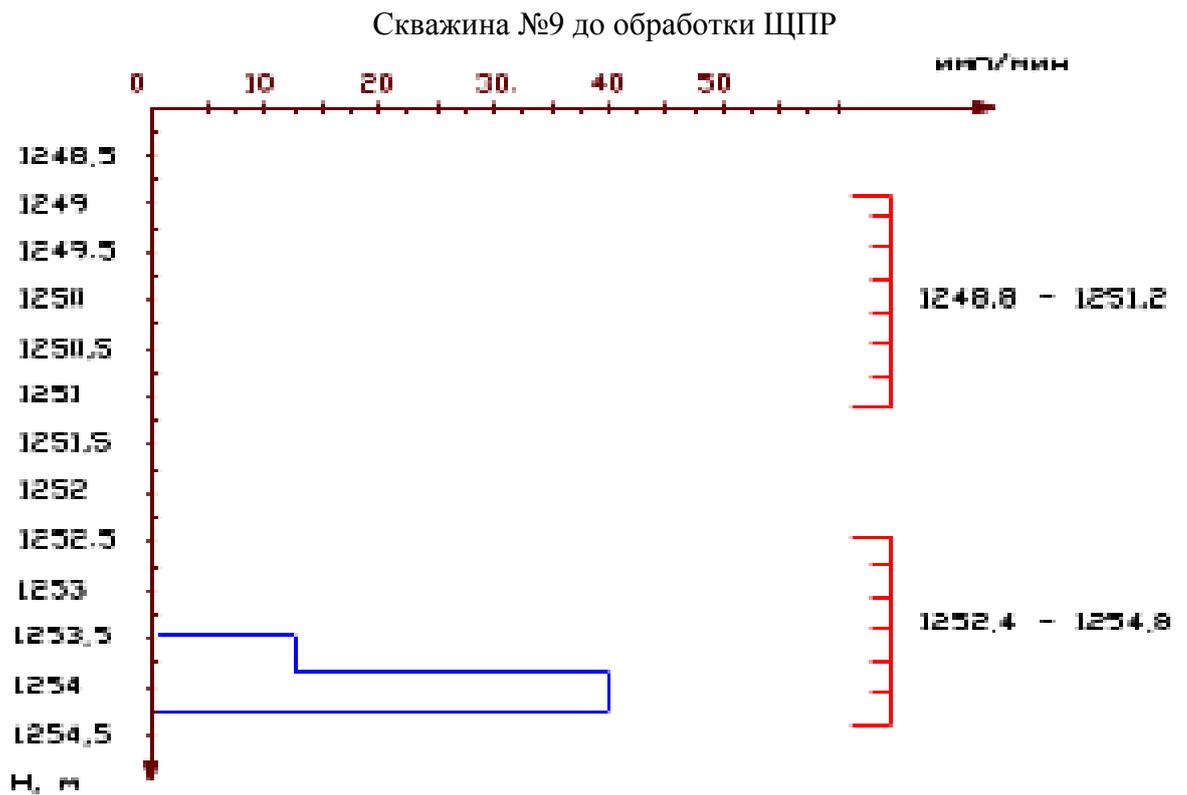


Рисунок 3.1 – Изменение профиля приемистости скважины № 9 до и после закачки щелочно-полимерного раствора

2) II очаг воздействия, скважина № 27 (исходные данные в таблице 2.6).

Приведены данные исследований за 1997 и 2005 год (рисунок 3.2).

По данным исследования до обработки ЩПР приемистость жидкости при закачке отмечалась в интервале 1296,5 – 1298 м (рисунок 3.2).

После обработки приемистость жидкости при закачке отмечалась в интервале 1296,5 – 1298,75 м (рисунок 3.2).

Из рисунка видно, что в разработку дополнительно включился участок пласта толщиной 0,75 м, не участвующий ранее в процессе фильтрации.

3) III очаг воздействия. Скважина №176 (исходные данные в таблице 2.6).

Приведены данные исследований за 1997 и 2005 год (рисунок 3.3).

До обработок скважин ЩПР приемистость жидкости при закачке отмечалась в интервале 1403 – 1404 м (рисунок 3.3).

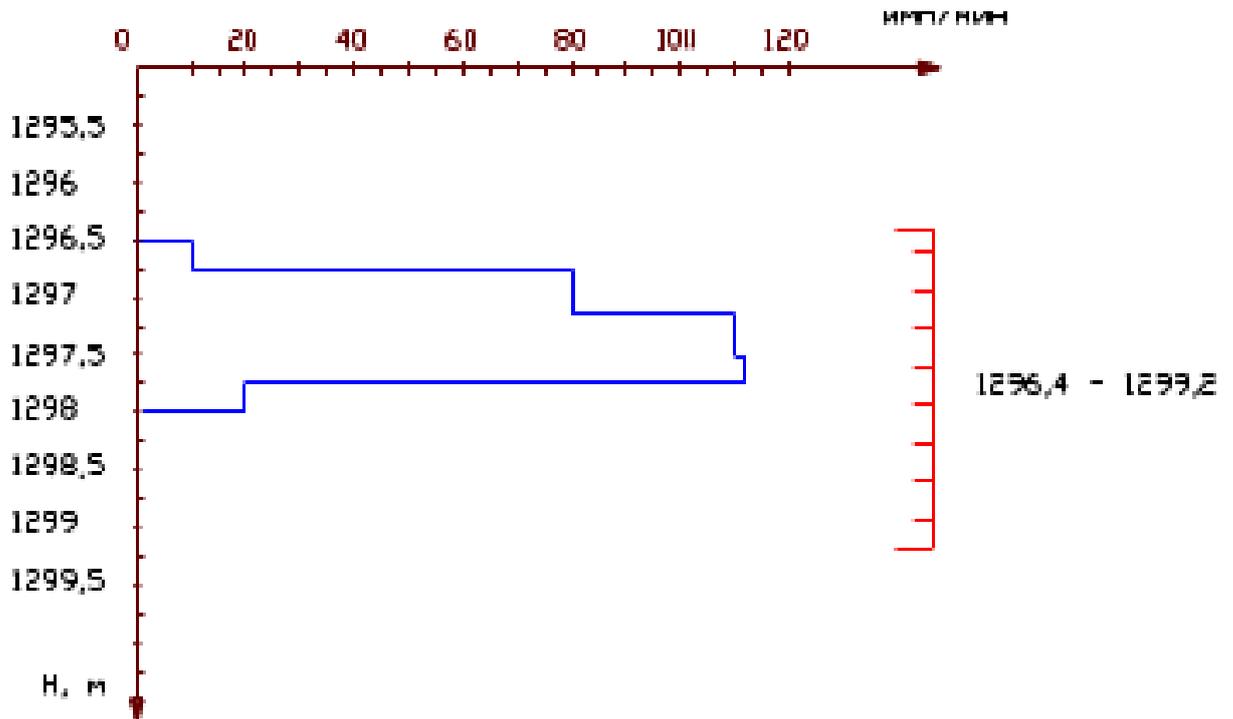
После обработки скважины ЩПР приемистость жидкости отмечалась в интервале 1402,5 – 1405,4 м (рисунок 3.3).

В разработку включился участок пласта толщиной 2,4 м.

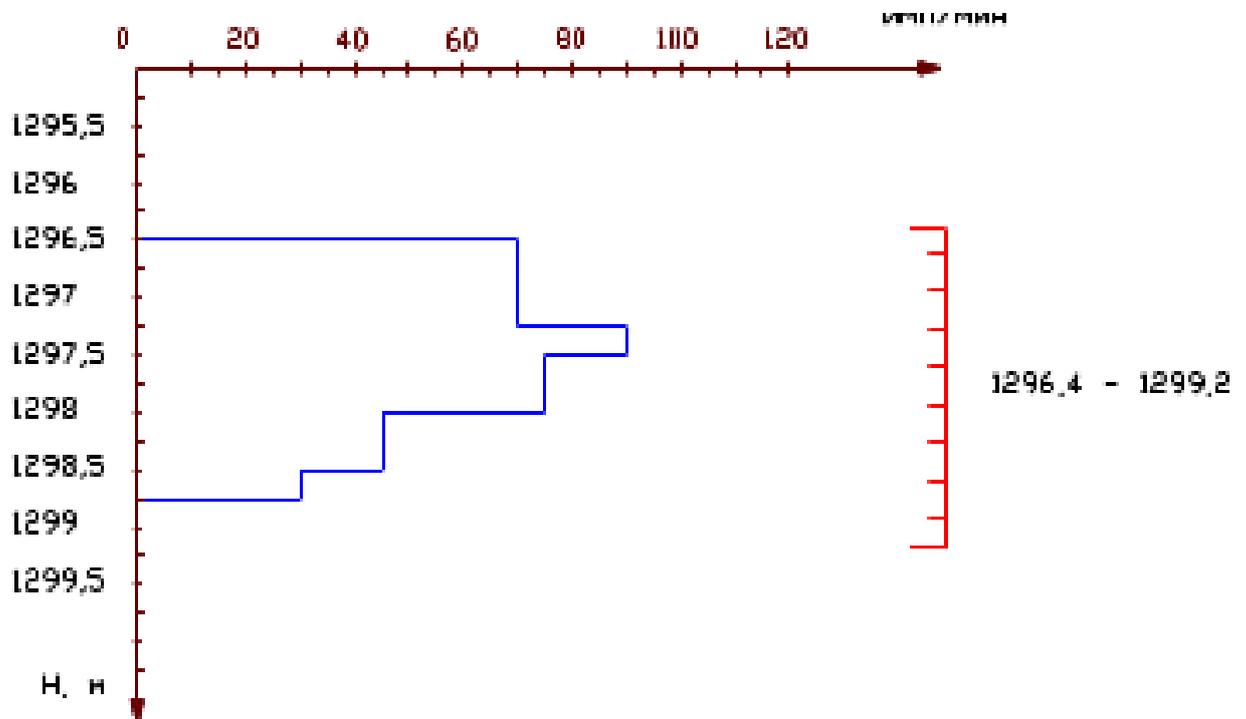
Благодаря исследованиям глубинным расходомером можно контролировать, какие пласты вовлечены в процесс фильтрации, а какие нет. С учетом этого можно выбирать нагнетательные скважины под закачку. Можно выделить нагнетательные скважины, которые временно необходимо законсервировать, так как при многократной промывке многие прослойки уже выработаны и нефть не дадут.

В некоторых нагнетательных скважинах рекомендуется увеличить давление и объемы закачки для применения направления фильтрационных потоков в пласте, для повышения нефтеизвлечения.

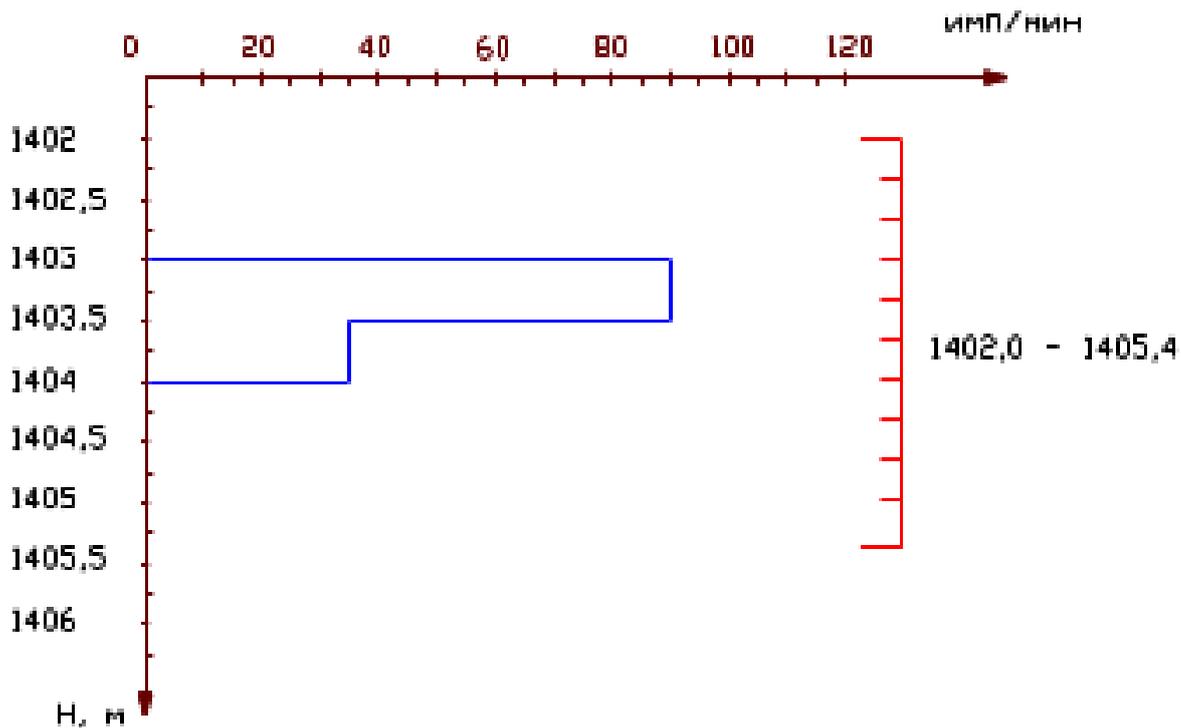
Скважина № 27 до обработки ЦПР



Скважина №27 после обработки ЦПР



Скважина № 176 до обработки



Скважина №176 после обработки

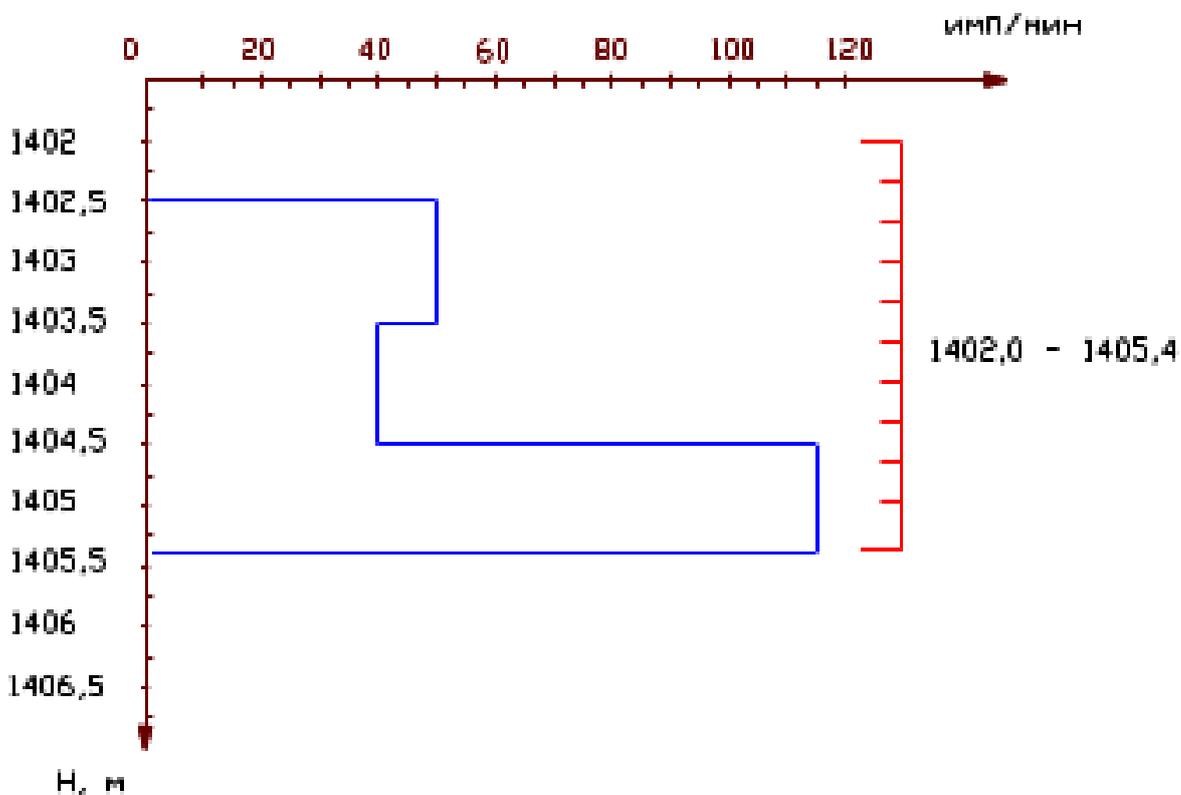


Рисунок 3.3 – Изменение профиля приемистости скважины № 176 до и после закачки щелочно-полимерного раствора

### 3.2 Определение прироста нефтеотдачи по характеристикам вытеснения

Институтом БашНИПИнефть разработана программа [12], которая позволила рассчитать технологический эффект внедрения метода увеличения нефтеотдачи ЦПВ на Наратовском нефтяном месторождении. Расчеты производились на ЭВМ в ЦНИПР НГДУ «Южарланнефть».

Данная программа позволяет оценить изменения объемов добываемой жидкости, количество воды и нефти, добываемой из скважин, изменение обводненности и нефтеотдачи.

В качестве исходных данных используется созданный файл, в который закладывается информация по каждому очагу воздействия, то есть по каждой скважине. Исходные данные представляют собой следующее:

- геолого–геофизические характеристики пласта;
- физико–химические свойства флюидов;
- данные об изменении давления;
- даты всех обработок скважины ЦПР.

Все эти параметры составляют базу данных для расчета.

Кроме того, программа определяет прирост или снижение нефтеотдачи по различным характеристикам вытеснения путем сравнения теоретической и фактической кривых вытеснения с базовым интервалом.

В качестве базового интервала сравнения берется промежуток времени предшествующий воздействию на пласт.

Теоретическая кривая вытеснения – это та прогнозируемая линия, которая характеризует процесс разработки без применения метода увеличения нефтеотдачи. В рассматриваемом случае теоретическая кривая строится следующим образом: по оси абсцисс откладывается время разработки в годах, а по оси ординат накопленная добыча нефти. Фактическая кривая – это линия, характеризующая реальное наложение разработки месторождения и изменение параметров разработки после применения методов увеличения нефтеотдачи.

Фактическая кривая может отклоняться от теоретической в разные стороны, что говорит о положительном или отрицательном эффекте

воздействия на пласт [13]. Прирост или снижение нефтеотдачи пластов определяется как разность значений между фактической и теоретической кривыми на рассматриваемый момент времени, в нашем случае с 1995 по 2005 год.

Согласно программе, расчет технологической эффективности применения метода ЩПВ, ведется по четырем методам получения кривых вытеснения: Камбарова Г. С., Пирвердяна А. М., Сазонова Б. Ф., БашНИПИнефть.

Выбор данных методов из их общего числа, а всего их одиннадцать, основан, прежде всего, на полученных данных исследований и опытно-промышленных испытаний, проведенных на месторождениях Башкирии.

В настоящей работе была определена технологическая эффективность ЩПВ по указанным выше методам по каждому очагу в период с 1997 года по 2005 год.

Уравнения кривых вытеснения жидкости из пласта приводятся ниже:

Уравнение Камбарова Г. С.

$$Q_n^{нак} = A \cdot \frac{1}{Q_{ж}^{нак}} + B, \quad (3.1)$$

где  $Q_n^{нак}$  – накопленная добыча нефти;

$Q_{ж}^{нак}$  – накопленная добычи жидкости;

A и B – постоянные коэффициенты.

Уравнение Пирвердяна А. М.

$$Q_n^{нак} = A \cdot \frac{1}{\sqrt{Q_{ж}^{нак} + B}}. \quad (3.2)$$

Уравнение Сазонова Б. Ф.

$$Q_n^{нак} = B \cdot \ln Q_{эс}^{нак} + A. \quad (3.3)$$

Уравнение предложенное институтом БашНИПИнефть

$$\frac{Q_n^{нак}}{Q_{эс}^{нак}} = A \cdot Q_n^{нак} + B. \quad (3.4)$$

3.3 Расчет технологической эффективности применения ЩПВ на Наратовском месторождении.

Количественное определение технологической эффективности ЩПВ, то есть добыча нефти за счет применения гидродинамического воздействия, производится путем сравнения с показателями базового варианта.

Базовый вариант – это вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздействия, если бы на нем не применялось ЩПВ.

Эффект от применения ЩПВ определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Применение МУН приводит, в основном, к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, но может в отдельных случаях повышать и конечный коэффициент извлечения нефти, а также на вовлечение в активную разработку недренируемых или слабодренируемых балансовых запасов нефти и ведут к увеличению степени извлечения нефти их недр.

Виды, объемы внедрения и ожидаемая эффективность обосновываются в технологических схемах, проектах разработки и доработки нефтяных месторождений.

Одним из методов расчета технологической эффективности являются характеристики вытеснения. Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость, например, накопленная добыча нефти – накопленный отбор жидкости. Характеристики вытеснения могут применяться

для оценки эффективности. Практически всех методов воздействия на продуктивные пласты.

Для оценки эффективности по отдельным скважинам следует вести расчет по изменению параметров скважины до и после воздействия, то есть по динамике показателей.

Для определения количественной эффективности ЩПВ могут использоваться характеристики вытеснения различного вида. Это и характеристики вытеснения, предложенные Камбаровым, Казаковым, Сазоновым и др.

Лабораторией нефтеотдачи пластов БашНИПИнефть, отделом информационного обеспечения в области геологии и геофизики был создан программный комплекс «Контакт» по оценке эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов.

В разработку задачи положено два варианта оценки технологической эффективности МУН:

- 1-й вариант – расчет эффективности по динамике показателей эксплуатации отдельных скважин.

- 2-й вариант – расчет эффективности по характеристикам вытеснения нефти отдельной скважины или группы скважин.

В соответствии с принятой классификацией современные методы увеличения нефтеотдачи пластов подразделяются на тепловые, газожидкостные, физические, физико-химические, микробиологические, гидродинамические.

Для определения коэффициентов А и В уравнения на прямой произвольно выбираются две точки в начале и конце кривой на значительном расстоянии друг от друга и вычисляются их параметры. Для двух точек этой прямой определяем дебит нефти и логарифм дебита жидкости.

Подставляем эти значения в уравнение характеристики вытеснения и получаем формулу для расчета эффективности мероприятия. Подставляя последовательно значения логарифм дебита жидкости, получим накопленную

добычу нефти на заданную дату. Добыча нефти за счет МУН определяется как разность накопленной добычи нефти фактической по базовому варианту.

При обработке одних и тех же фактических данных по очагам воздействия с применением различных видов характеристик вытеснения получаются разные значения дополнительно добытой нефти. Программный комплекс «Контакт» позволяет автоматический выбор одной из них как оптимальный вариант. Выбор оптимального варианта расчета эффективности производится автоматически с учетом, например, коэффициента корреляции, то есть коэффициента, учитывающего разброс точек базы до проведения мероприятия. Все фактические данные по скважинам выбираются автоматически из базы данных НГДУ. Результаты расчетов технологической эффективности позволяют определить прирост добычи нефти за указанный период, снижение обводненности, снижение попутно добываемой воды.

Технологическая эффективность после обработки реагентом ЩПР от общей добычи нефти по Наратово составляет 17 – 20%. Это один из технологических методов, который приносит НГДУ экономический эффект.

Все расчеты технологической эффективности применения метода ЩПВ по очагам воздействия скважина № 9 (таблицы 3.1, 3.2, 3.3), скважина № 27, скважина № 176 произведены в программном комплексе «Контакт» (Информационно вычислительная система геолого-промыслового геофизического анализа).

3.3.1 Расчет технологической эффективности применения ЩПВ по очагу воздействия скважины № 9

Рассматривая изменение обводненности на добывающих скважинах № 1, 2, 4, 5, 16 очаг воздействия скважина № 9. По графику (рисунок 3.4) видно, что после первой обработки (01.03.1997) эффекта от применения метода ЩПВ не произошло. Обводненность выросла примерно на 1%. После второй обработки в 1998 году произошло снижение обводненности примерно на 3,5 %.

Данный эффект от применения метода ЩПВ, то есть снижение обводненности продолжился до 2005 года. Рассматривая данный очаг видно,

что технологический эффект достигнут. Рассматривая график добычи нефти (рисунок 3.5) по добывающим скважинам № 1, 2, 4, 5, 16 очаг воздействия нагнетательная скважина № 9 видно, что после первой обработки (01.03.1997) прироста добычи нефти не наблюдалась. После второй обработки (01.01.1998) отмечается значительный прирост нефти. С течением времени примерно года, происходит снижение добычи нефти. Хороший прирост добычи нефти дали обработки 01.02.2001 и обработка 01.03.2005. Результаты дополнительно добытой нефти за счет применения метода ЩПВ приведены в таблице 3.1.

С начала воздействия по добывающим скважинам очага нагнетательной скважины № 9 дополнительно добыто 3829 тысяч тон нефти, при этом произошло снижение объема добытой жидкости (рисунок 3.6). За счет применения метода ЩПВ дополнительная добыча нефти составила 17 – 20% от общей годовой добычи нефти по Наратовскому месторождению.

Таблица 3.1 – Эффективность воздействия реагентом ЩПР по скважине 9 (по методу Сазонова)

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
03.1997	0,011	0,011	-0,277	0,277	-0,329	-0,329
Итого за I кв.	0,011	—	—	—	-0,329	—
за один кв.	0,011	—	—	—	-0,329	—
04.1997	0,026	0,037	-0,632	0,456	-0,514	-0,844
05.1997	0,004	0,041	0,081	0,272	-0,515	-1,359
06.1997	0,008	0,049	-0,189	-0,251	-0,576	-1,935
Итого за II кв.	0,038	—	—	—	-1,605	—
за два кв.	0,049	—	—	—	-1,935	—
07.1997	0,025	0,074	-0,568	-0,317	-0,643	-2,577

Продолжение таблицы 3.1

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т	
	за месяц	. с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
08.1997	0,008	0,082	-0,198	-0,297	-0,412	-2,990
09.1997	0,024	0,106	-0,599	-0,338	-0,376	-3,366
Итого за III кв.	0,057	—	—	—	-1,431	—
за три кв.	0,106	—	—	—	-3,366	—
10.1997	0,013	0,119	-0,383	-0,343	0,304	-3,063
11.1997	0,019	0,138	0,845	-0,266	1,300	-1,763
12.1997	0,002	0,140	-0,046	-0,245	0,097	-1,665
Итого за IV кв.	0,034	—	—	—	1,701	—
за четв. кв.	0,140	—	—	—	-1,665	—
01.1998	0,008	0,148	0,214	-0,203	-0,149	-1,814
02.1998	0,009	0,157	0,256	-0,167	-0,227	-2,041
03.1998	0,014	0,171	0,367	-0,125	-0,125	-2,166
Итого за I кв.	0,031	—	—	—	-0,500	—
за один кв.	0,031	—	—	—	-0,500	—
04.1998	0,030	0,201	0,749	-0,062	-0,276	-2,441
05.1998	0,012	0,213	-0,301	-0,078	-0,215	-2,657
06.1998	0,004	0,217	0,115	-0,068	0,367	-2,290
Итого за II кв.	0,046	—	—	—	-0,124	—
за два кв.	0,077	—	—	—	-0,625	—
07.1998	0,006	0,223	0,166	-0,054	-0,015	-2,305
08.1998	0,003	0,226	0,079	-0,047	-0,125	-2,430
09.1998	0,013	0,239	-0,362	-0,063	-0,059	-2,489
Итого за III кв.	0,022	—	—	—	-0,198	—
за три кв.	0,099	—	—	—	-0,823	—
10.1998	0,033	0,272	-0,872	-0,102	-0,008	-2,497
11.1998	0,068	0,340	-1,878	-0,182	-0,029	-2,525
12.1998	0,065	0,405	-2,079	-0,252	0,560	-1,966
Итого за IV кв.	0,166	—	—	—	0,523	—
за четв. кв.	0,265	—	—	—	-0,301	—
01.1999	0,057	0,462	-1,617	-0,308	0,158	-1,808

Продолжение таблицы 3.1

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
02.1999	0,031	0,493	-1,019	-0,332	0,324	-1,484
03.1999	0,030	0,523	-0,827	-0,351	0,103	
за I кв.	0,118	—	—	—	0,584	—
за один кв.	0,118	—	—	—	0,584	—
04.1999	0,027	0,550	-0,786	-0,366	0,219	-1,162
05.1999	0,024	0,574	-0,651	-0,377	0,030	-1,132
06.1999	0,028	0,602	-0,803	-0,391	0,179	-0,953
Итого за II кв.	0,079	—	—	—	0,428	—
11.1999	0,028	0,683	-0,809	-0,390	0,157	0,070
12.1999	0,003	0,686	0,069	-0,376	-0,013	0,056
Итого за IV кв.	0,038	—	—	—	0,263	—
за четв. кв.	0,281	—	—	—	2,022	—
01.2000	0,006	0,692	-0,146	-0,369	-0,066	-0,010
02.2000	0,004	0,696	-0,099	-0,362	0,013	0,004
03.2000	0,007	0,703	0,197	-0,347	0,125	0,129
Итого за I кв.	0,017	—	—	—	0,073	—
за один кв.	0,017	—	—	—	0,073	—
04.2000	0,002	0,705	-0,055	-0,340	0,295	0,424
05.2000	0,016	0,721	0,443	-0,321	0,179	0,603
06.2000	0,031	0,752	0,927	-0,292	0,280	0,883
Итого за II кв.	0,049	—	—	—	0,754	—
за два кв.	0,066	—	—	—	0,827	—
07.2000	0,011	0,763	0,318	-0,278	0,229	1,113
08.2000	0,002	0,765	0,067	-0,270	0,380	1,493
09.2000	0,021	0,786	0,652	-0,251	0,426	1,918
Итого за III кв.	0,100	—	—	—	1,035	—
за три кв.	0,166	—	—	—	1,862	—
10.2000	0,020	0,806	0,593	-0,233	0,348	2,267
11.2000	0,029	0,835	0,975	-0,211	0,675	2,941
12.2000	0,020	0,855	0,624	-0,195	0,516	3,458

Продолжение таблицы 3.1

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т.		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т.	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
Итого за IV кв.	0,069	—	—	—	1,539	—
за четв. кв.	0,235	—	—	—	3,401	—
01.2001	0,031	0,886	0,975	-0,173	0,567	4,025
02.2001	0,014	0,900	0,463	-0,162	0,368	4,393
03.2001	0,059	0,959	1,794	-0,125	0,550	4,943
Итого за I кв.	0,104	—	—	—	1,485	—
за один кв	0,104	—	—	—	1,485	—
Итого за III кв.	0,154	—	—	—	1,983	—
за три кв.	0,411	—	—	—	5,250	—
10.2001	0,062	1,327	1,911	0,074	0,573	9,281
11.2001	0,047	1,374	1,557	0,097	0,644	9,925
12.2001	0,058	1,432	1,829	0,123	0,651	10,577
Итого за IV кв.	0,167	—	—	—	1,868	—
за четв. кв.	0,579	—	—	—	7,119	—
01.2002	0,057	1,489	1,811	0,149	0,647	11,224
02.2002	0,053	1,542	1,859	0,172	0,591	11,814
03.2002	0,038	1,580	1,210	0,188	0,638	12,452
Итого за I кв.	0,149	—	—	—	1,876	—
за один кв.	0,149	—	—	—	1,876	—
04.2002	0,039	1,619	1,179	0,203	0,352	12,805
05.2002	0,053	1,672	1,537	0,224	0,379	13,183
06.2002	0,045	1,717	1,389	0,240	0,458	13,641
Итого за II кв.	0,137	—	—	—	1,189	—
за два кв.	0,286	—	—	—	3,065	—
07.2002	0,066	1,783	2,105	0,266	0,671	14,313
08.2002	0,079	1,862	2,521	0,297	0,703	15,016
09.2002	0,053	1,915	1,580	0,315	0,331	15,346
Итого за III кв.	0,198	—	—	—	1,705	—
за три кв.	0,484	—	—	—	4,770	—
10.2002	0,082	1,997	2,270	0,345	0,262	15,608

Продолжение таблицы 3.1

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т.		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т.	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
11.2002	0,070	2,067	1,977	0,369	0,186	15,795
12.2002	0,036	2,103	0,978	0,378	0,095	15,889
Итого за IV кв.	0,188	—	—	—	0,543	—
за четв. кв.	0,672	—	—	—	5,313	—
01.2003	0,053	2,156	1,413	0,394	0,069	15,958
02.2003	0,067	2,223	2,020	0,415	0,168	16,126
08.2003	0,056	2,565	1,820	0,510	0,739	18,614
09.2003	0,078	2,643	2,593	0,533	0,688	19,302
Итого за III кв.	0,209	—	—	—	1,859	—
за три кв.	0,539	—	—	—	3,413	—
10.2003	0,055	2,698	1,633	0,546	0,440	19,741
11.2003	0,045	2,743	1,345	0,556	0,356	20,097
12.2003	0,026	2,769	0,773	0,558	0,440	20,537
Итого за IV кв.	0,126	—	—	—	1,235	—
за четв. кв.	0,665	—	—	—	4,648	—
01.2004	0,015	2,784	0,419	0,556	0,298	20,835
02.2004	0,040	2,824	1,256	0,564	0,356	21,191
03.2004	0,019	2,843	0,565	0,564	0,474	21,665
Итого за I кв.	0,074	—	—	—	1,128	—
за один кв.	0,074	—	—	—	1,128	—
04.2004	0,038	2,881	1,166	0,571	0,399	22,064
05.2004	0,030	2,911	0,906	0,574	0,524	22,588
06.2004	0,013	2,924	0,470	0,573	0,800	23,388
Итого за II кв.	0,081	—	—	—	1,723	—
за два кв.	0,155	—	—	—	2,851	—
07.2004	0,026	2,950	0,919	0,577	0,899	24,287
08.2004	0,037	2,987	1,201	0,583	0,673	24,960
09.2004	0,041	3,028	1,345	0,590	0,629	25,590
Итого за III кв.	0,105	—	—	—	2,202	—

Продолжение таблицы 3.1

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т.		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т.	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
за три кв.	0,260	—	—	—	5,053	—
10.2004	0,037	3,065	1,173	0,596	0,675	26,264
11.2004	0,023	3,088	0,743	0,598	0,526	26,791
12.2004	0,040	3,128	1,224	0,604	0,545	27,336
Итого за IV кв.	0,100	—	—	—	1,746	—
Итого за II кв.	0,215	—	—	—	1,783	—
за два кв.	0,333	—	—	—	3,373	—
07.2005	0,069	3,528	2,212	0,682	0,705	31,414
08.2005	0,068	3,596	2,182	0,695	0,698	32,112
09.2005	0,059	3,655	1,933	0,706	0,664	32,776
Итого за III кв.	0,196	—	—	—	2,067	—
за три кв.	0,529	—	—	—	5,440	—
10.2005	0,056	3,711	1,778	0,715	0,676	33,452
11.2005	0,060	3,771	1,965	0,726	0,650	34,102
12.2005	0,058	3,829	1,912	0,736	0,781	34,883
Итого за IV кв.	0,174	—	—	—	2,108	—
за четв. кв.	0,702	—	—	—	7548	—

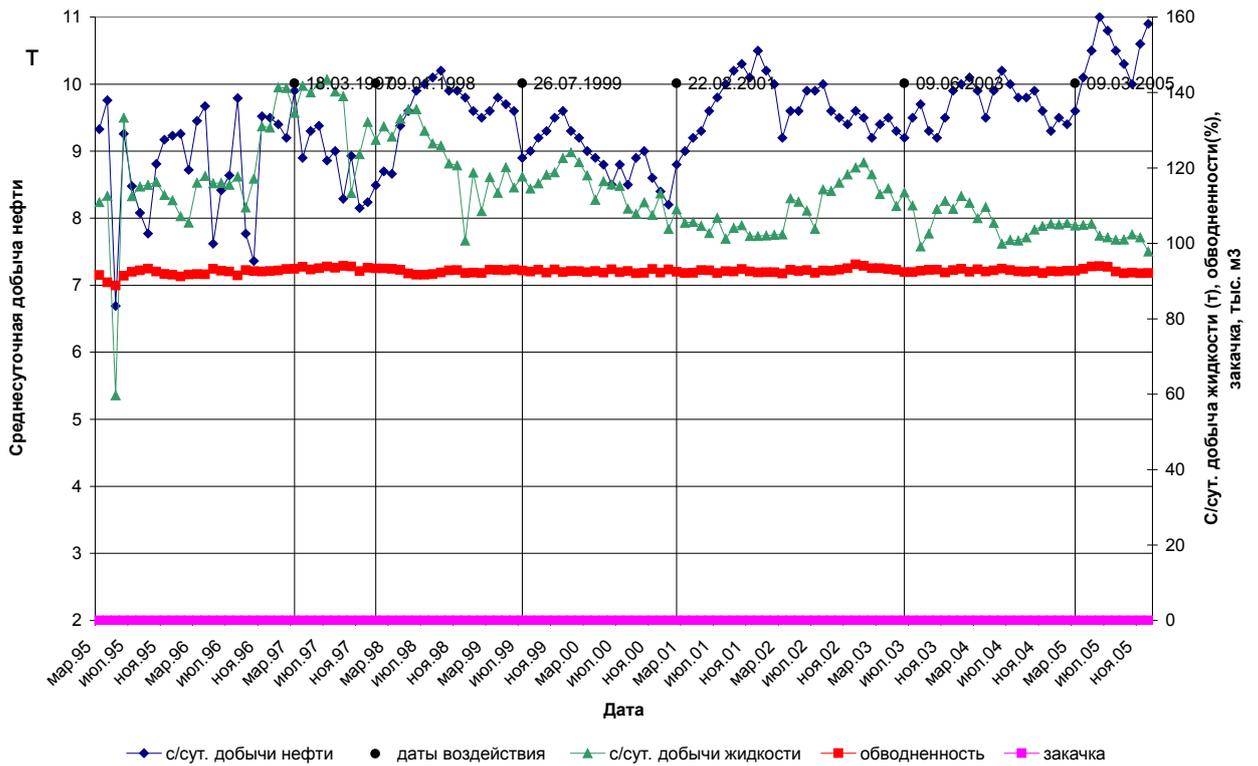


Рисунок 3.4 – Динамика среднесуточной добычи нефти. Площадь Наратовская  
Технология ЩПВ Очаг 9

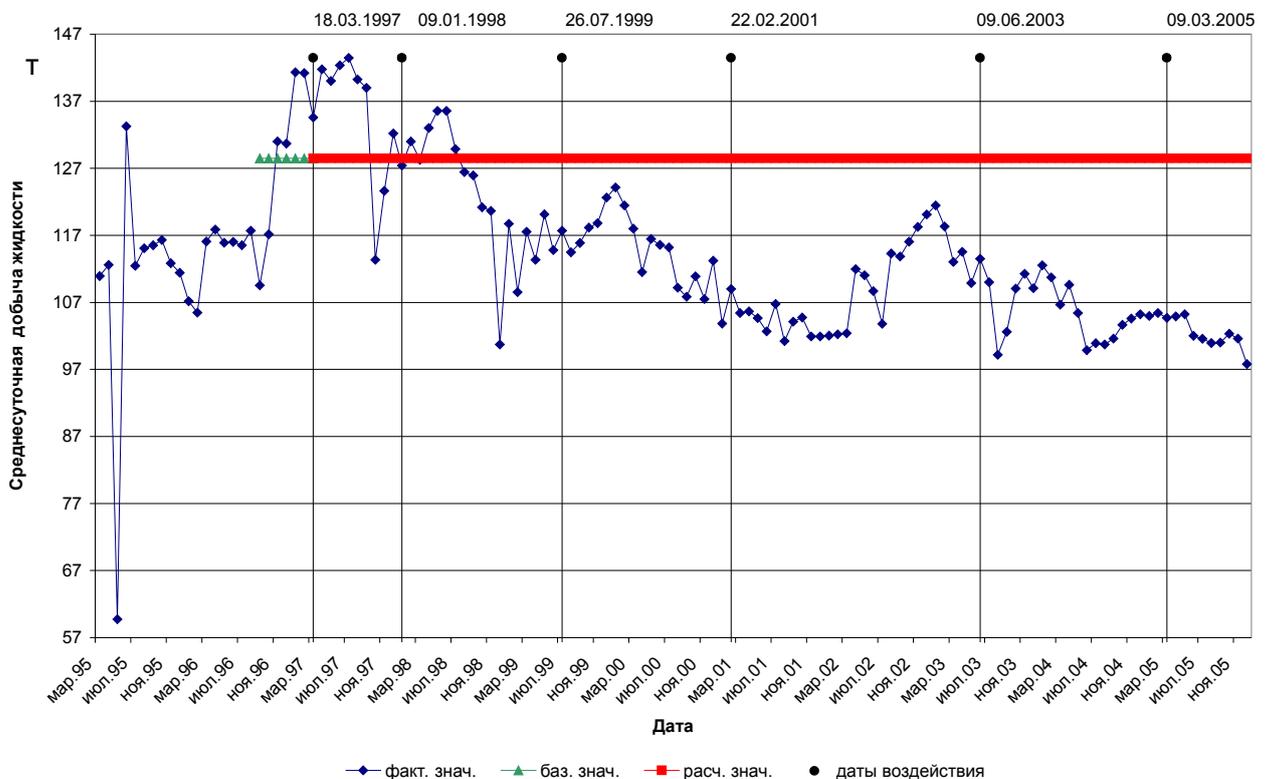


Рисунок 3.5 – Динамика среднесуточной добычи жидкости среднее арифметическое. Площадь Наратовская  
Технология ЩПВ Очаг 9

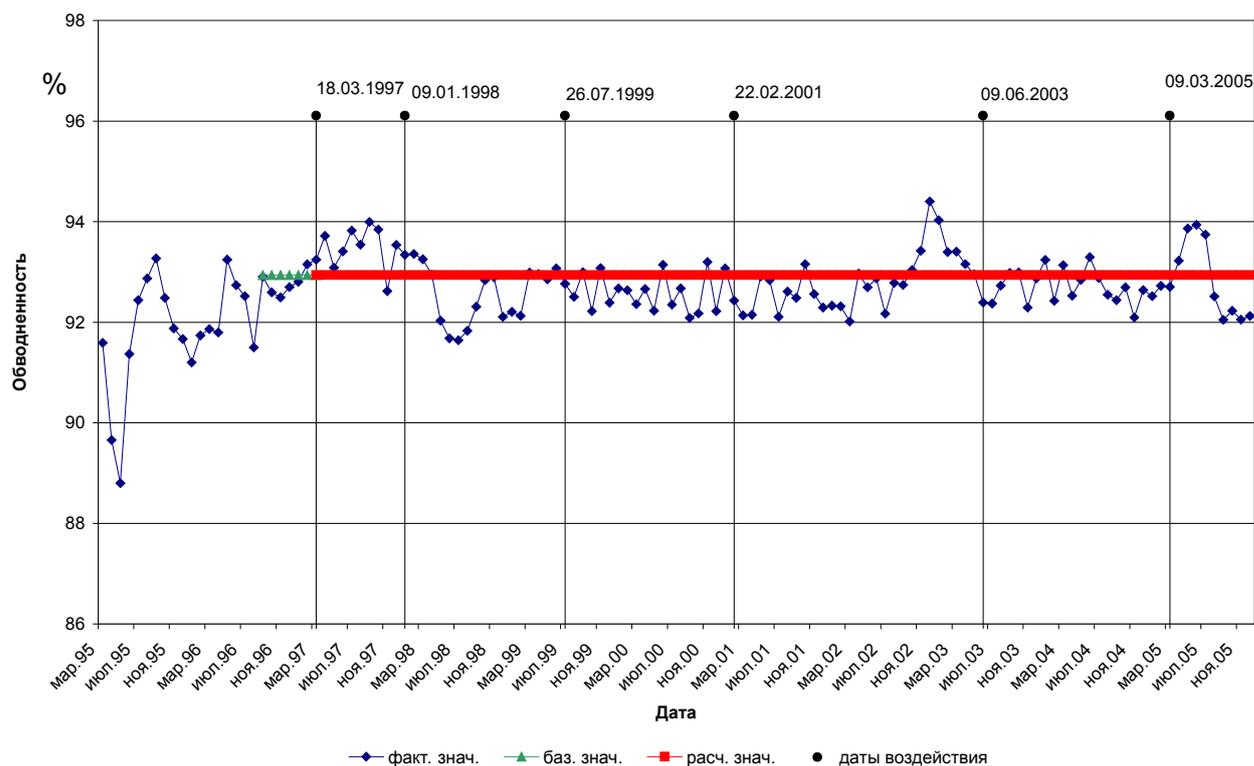


Рисунок 3.6 – Динамика обводненности среднее арифметическое. Площадь Наратовская Технология ЩПВ Очаг 9

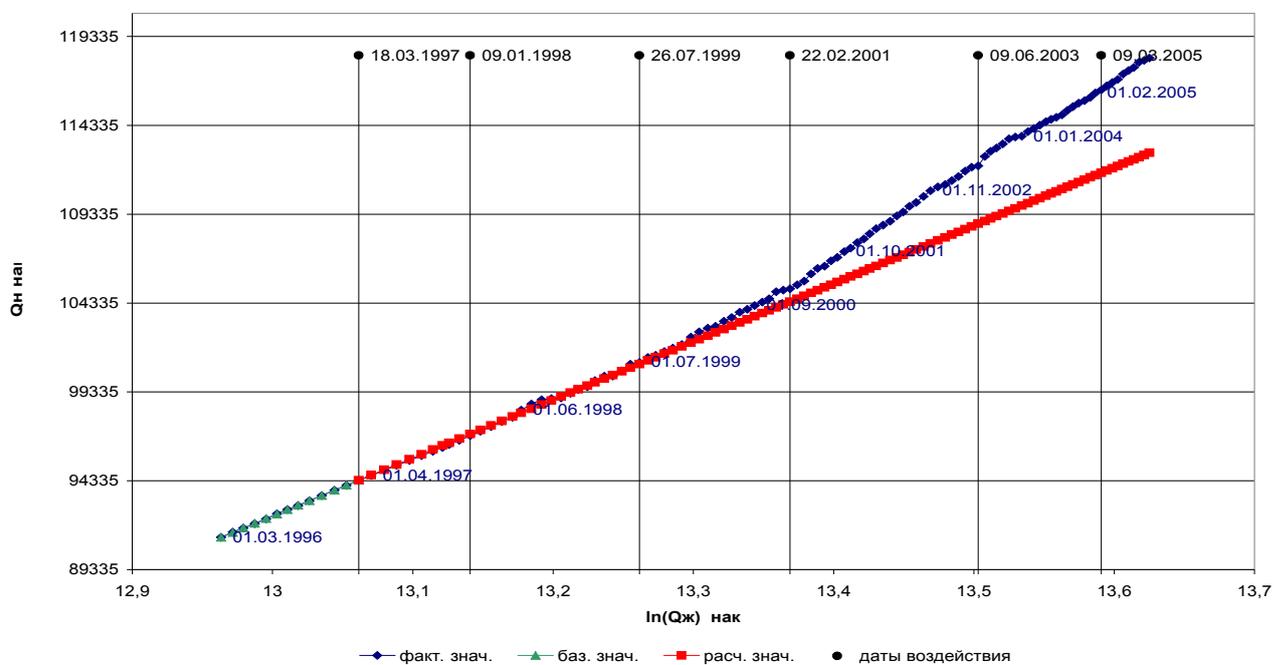


Рисунок 3.7 – Характеристика вытеснения  $Q_n = A \ln(Q_{ж}) + B$  (Сазонова) Площадь Наратовская Технология ЩПВ Очаг 9

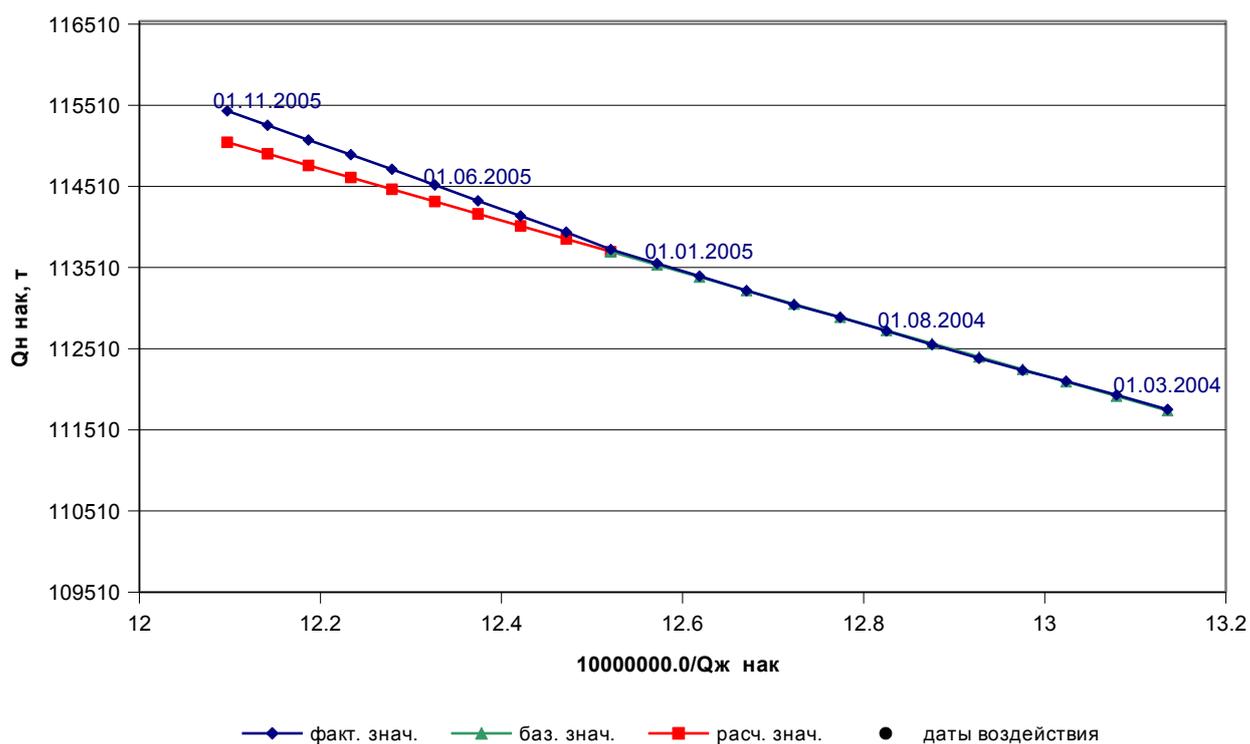


Рисунок 3.8 Характеристика вытеснения  $Q_n = A / Q_{ж} + B$  (Камбарова)  
Площадь Наратовская Технология ЩПВ Очаг 9

Таблица 3.2 – Эффективность воздействия реагентом ЩПР по скважине 9 (по методу Камбарова)

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т.		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т.	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
03.2005	0,027	0,027	0,834	0,834	0,579	0,579
Итого за I кв.	0,027	—	—	—	0,579	—
Итого за один кв.	0,027	—	—	—	0,579	—
04.2005	0,057	0,084	1,824	1,322	1,097	1,675
05.2005	0,039	0,123	1,196	1,279	0,752	2,427
06.2005	0,036	0,160	1,176	1,254	0,700	3,127
Итого за II кв.	0,132	—	—	—	2,548	—

Продолжение таблицы 3.2

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т.		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т.	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
за два кв.	0,160	—	—	—	3,127	—
07.2005	0,043	0,203	1,389	1,281	0,849	3,976
08.2005	0,043	0,246	1,380	1,297	0,852	4,828
09.2005	0,035	0,281	1,153	1,278	0,696	5,524
Итого за III кв.	0,121	—	—	—	2,397	—
Итого за три кв.	0,121	—	—	—	5,524	—
10.2005	0,032	0,313	1,019	1,245	0,641	6,165
11.2005	0,037	0,350	1,227	1,243	0,756	6,920
12.2005	0,036	0,387	1,194	1,238	0,737	7,658
Итого за IV кв.	0,106	—	—	—	2,134	—
за четв. кв.	0,387	—	—	—	7,658	—

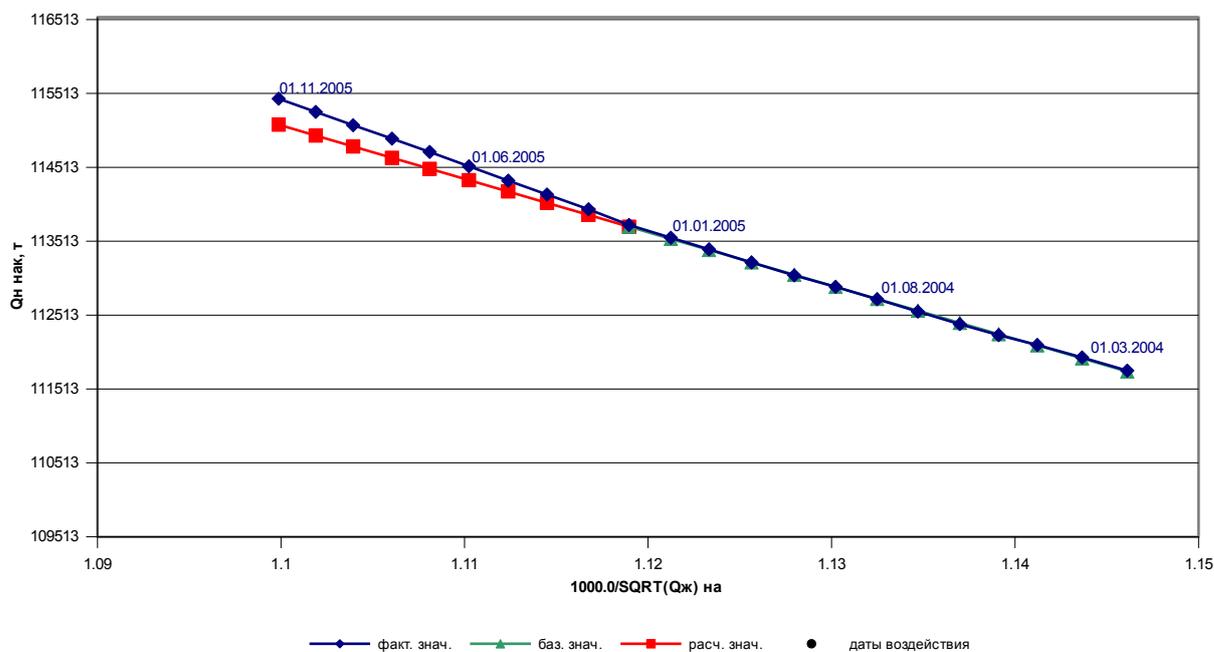


Рисунок 3.9 Характеристика вытеснения  $Q_n = A / \sqrt{Q_j} + B$  (Пирвердяна) Площадь Наратовская Технология ЩПВ Очаг 9

Таблица 3.3 – Эффективность воздействия реагентом ЩПР по скважине 9 (по методу Пирвердяна)

Месяц, год	Эффективность по зонам МУН					
	Прирост добычи нефти, тыс. т		Снижение обводнённости, %		Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти фактическое, тыс. т	
	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.	за месяц	с начала воздейст.
1	2	3	4	5	6	7
03.2005	0,022	0,022	0,682	0,682	0,457	0,457
за I кв.	0,022	—	—	—	0,457	—
за один кв.	0,022	—	—	—	0,457	—
04.2005	0,055	0,077	1,753	1,210	1,039	1,496
05.2005	0,036	0,114	1,117	1,178	0,690	2,186
06.2005	0,033	0,147	1,087	1,156	0,635	2,821
Итого за II кв.	0,125	—	—	—	2,364	—
Итого за два кв.	0,147	—	—	—	2,821	—
07.2005	0,040	0,187	1,291	1,183	0,773	3,593
08.2005	0,040	0,227	1,274	1,198	0,769	4,362
09.2005	0,031	0,259	1,039	1,176	0,671	4,973
Итого за III кв.	0,112	—	—	—	2,153	—
за три кв.	0,259	—	—	—	4,973	—
10.2005	0,028	0,287	0,896	1,141	0,549	5,522
11.2005	0,033	0,320	1,095	1,136	0,655	6,177
12.2005	0,032	0,352	1,054	1,128	0,631	6,809
Итого за IV кв.	0,093	—	—	—	1,835	—
за четв. кв.	0,352	—	—	—	6,809	—

Эффективность воздействия реагентом ЩПР по скважинам 27, 176 (по методу Сазонова) находится в приложение.

#### 4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Технологию применения щелочно-полимерного воздействия на пласт можно разделить на следующие этапы:

- подготовка реагентов для проведения ЩПВ на реагентной базе НГДУ;
- доставка реагентов на нагнетательную скважину;
- осуществление обвязки скважины;
- обработка нагнетательных скважин композиций щелочно-полимерного раствора;
- анализ результатов закачки по динамике показателей окружающих добывающих скважин;
- подсчет экономической эффективности проведенного мероприятия за год.

Эффективность мероприятия обуславливается свойствами щелочно-полимерного раствора такими как:

- сохранение нефтewытесняющей способности при достаточно сильном разбавлении и снижении концентрации раствора;
- вступая в реакцию с солями, находящимися в пластовой воде, способность давать осадок, закупоривающий высокообводненные участки пласта;
- способность увеличивать степень снижения проницаемости пласта при добавлении полимера в раствор в качестве структурообразователя;
- в результате своего действия повышать охват пласта заводнением, что приводит к увеличению нефтеизвлечения.

Для определения экономической эффективности за базу сравнения принимаются показатели эксплуатации добывающих скважин без закачки щелочно-полимерного раствора в нагнетательные скважины. Основные технико-экономические показатели НГДУ «Южарланнефть» за 2005 год отражены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели НГДУ «Южарланнефть» в 2005 году

Наименование показателя	Ед. физ. Величины	Базовый вариант	Новый вариант
Годовая добыча, всего	тыс. т	1438,734	1461,5
в том числе за счет данного мероприятия	тыс. т	–	22,766
Эксплуатационные (условно – переменные) затраты на 1 тонну добычи нефти – всего в том числе:	руб./т	<b>298,700</b>	–
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	руб./ т	117,600	–
Расходы по искусственному воздействию на пласт	руб./ т	119,800	–
Расходы по сбору и транспортировке нефти	руб./ т	29,6	–
Расходы по технологической подготовке	руб./ т	26,1	–
Цена 1 т нефти	руб./т	851	–
Годовые эксплуатационные расходы на добычу нефти	тыс. руб.	1207180,1	1214360,4
Себестоимость добычи 1 т нефти	руб./т	839,0	830,9
Затраты на мероприятие - всего в том числе:	тыс. руб.	–	380,0
Зарплата рабочих	тыс. руб.	–	4,9
Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	–	0,782
Транспортные расходы	тыс. руб.	–	7,752
Материалы	тыс. руб.	–	216,094
Электричество на подготовку раствора	тыс. руб.	–	0,0073
Цеховые расходы ЦНИПР	тыс. руб.	–	117,18
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	–	33,285

Произведем расчет эффективности проведения ЩПВ согласно рекомендациям [14].

В качестве исходных данных используем данные таблицы 4.1.

Найдем эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти

$$Z_{\text{экспл.}} = \Delta Q \cdot Z_{\text{пер.}}^{\text{усл}} = 22,766 \cdot 298,7 = 6800,2 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta Q$  – прирост добычи нефти за счет использования мероприятия, тыс.руб.;

$Z_{\text{пер.}}^{\text{усл}}$  – условно переменные затраты на добычу, руб./ т.

Дополнительные эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти найдем из затрат на проведение закачки и расходов по извлечению дополнительной добычи нефти

$$Z_{\text{т}} = Z_{\text{мер.}} + Z_{\text{экспл.}} = 380,0 + 6800,2 = 7180,2 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.2)$$

где  $Z_{\text{мер.}}$  – затраты на мероприятия, тыс. руб.;

$Z_{\text{экспл.}}$  – эксплуатационные затраты на добычу нефти, тыс.руб.

Результаты расчетов по дополнительной добыче нефти отражены в таблице 4.2.

Стоимостная оценка дополнительной добычи нефти

$$P_{\text{т}} = \Delta Q \cdot C = 22,766 \cdot 851 = 19373,866 \text{ тыс. руб} \quad (4.3)$$

где  $\Delta Q$  - дополнительная добыча нефти, тыс. т. ;

$C$  - цена 1 тонны нефти, руб./ т.

Экономический эффект от проведенного мероприятия

$$\text{Э}_{\text{т}} = P_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 19373,866 - 7180,2 = 12193,7 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.4)$$

где  $P_T$  – стоимостная оценка дополнительной добычи нефти, тыс. руб.;

$Z_T$  – дополнительные эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, тыс.руб.

Результаты расчета затрат на дополнительную добычу нефти занесем в таблицу 28.

Сумма налогов и выплат из прибыли

$$H = \Delta\Pi \cdot 0,24 = 12\,193,7 \cdot 0,24 = 2\,926,5 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.5)$$

где  $\Delta\Pi$  – прирост прибыли, тыс.руб.;

0,24 – доля налогов и выплат на прибыль.

Таблица 4.2 – Результаты расчета затрат на добычу дополнительной нефти

Показатели	Ед. физ. величины	Обознач	Кол
Дополнительная добыча нефти	тыс. т	$\Delta Q$	22,766
Условно – переменные затраты на добычу дополнительной нефти	руб./ т	$Z_{\text{пер. усл}}$	298,7
Эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти	тыс. руб.	$Z_{\text{экс.}}$	6800,2
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	$Z_{\text{на зак.}}$	380,0
Всего эксплуатационных затрат на использование мероприятия	тыс. руб.	$Z_T$	7180,2

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия

$$\Pi_n = \Delta\Pi - H = 12\,193,7 - 2\,926,5 = 9\,267,2 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta\Pi$  – прирост прибыли, тыс.руб.;

Н – налог на прибыль, тыс. руб.

Для более полной картины экономической эффективности ЦПВ определим значение следующих параметров.

Стоимостная оценка добычи нефти без внедрения метода

$$P_{т1} = Q_1 \cdot Ц = 1438,734 \cdot 851 = 1224362,6 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.7)$$

где  $Q_1$  – добыча нефти без учета мероприятия, тыс.т;

Ц – цена 1 т нефти, руб./ т.

Стоимостная оценка добычи нефти с учетом внедрения метода

$$P_{т2} = Q_2 \cdot Ц = 1461,5 \cdot 851 = 1243736,5 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.8)$$

где  $Q_2$  – добыча нефти с учетом использования мероприятия, тыс.т;

Ц – цена 1 т нефти, руб./ т.

Себестоимость нефти после внедрения метода

$$C_2 = Z_{год.} / Q_2 = 1214360,35 / 1461,5 = 830,9 \text{ руб.}, \quad (4.9)$$

где  $Z_{год.}$  – годовые эксплуатационные затраты, тыс. руб.;

$Q_2$  – добыча нефти после внедрения метода, тыс.т

Себестоимость нефти без внедрения метода

$$C_1 = Z_{год.1} / Q_1 = 1207180,15 / 1438,734 = 839,0 \text{ руб.}, \quad (4.10)$$

где  $Z_{год.1}$  – годовые эксплуатационные затраты без дополнительной добычи нефти, тыс. руб.;

$Q_1$  – добыча нефти без внедрения метода, тыс.т

Балансовая прибыль без учета использования мероприятия

$$P_{\text{бал}} = (C - C_1) \cdot Q_1 = (851 - 839) \cdot 1438,734 = 17182,5 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.11)$$

где  $C$  – цена 1т нефти, руб./ т.;

$C_1$  – себестоимость 1т нефти до внедрения метода, руб./ т.;

$Q_1$  – добыча нефти до внедрения метода, тыс.т.

Балансовая прибыль с учетом использования мероприятия

$$P_{\text{бал.1}} = (C - C_2) \cdot Q_2 = (851 - 830,9) \cdot 1461,5 = 29\,376,2 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.12)$$

где  $C$  – цена 1т нефти, руб/ т.;

$C_2$  – себестоимость нефти после внедрения метода, руб./ т.;

$Q_2$  – добыча нефти после внедрения метода, тыс. т.

Результаты расчетов экономической эффективности применения метода ЩПВ занесем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Экономический эффект от использования технологии закачки щелочно-полимерного раствора в 2005 году.

Показатели	Ед. физ. величины	Без использования мероприятия	С использованием мероприятия
Добыча нефти по НГДУ	тыс. т	1438,7	1461,5
Стоимостная оценка добычи нефти	тыс. руб.	1224362,6	1243736,5
Себестоимость добычи нефти	руб./т	839,0	830,9
Эксплуатационные затраты на добычу нефти	тыс. руб.	1207180,2	1214360,4

Продолжение таблицы 4.3

Показатели	Ед. физ. величины	Без использования мероприятия	С использованием мероприятия
Прибыль от продажи нефти	тыс. руб.	17182,5	29376,2
Прирост прибыли от продажи нефти	тыс. руб.	12193,7	
Сумма налогов и выплат из прибыли	тыс. руб.	2926,5	
Прибыль, оставшаяся в распоряжении предприятия	тыс. руб.	9267,2	

Экономический эффект от внедрения мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта методом ЩПВ за 2005 год составил 12193,7 тыс. руб.

Добыча дополнительной нефти составила 22,766 тыс. т.

Себестоимость добычи нефти снизилась на 8,1руб./т.

Прибыль предприятия от внедрения мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта методом ЩПВ составила за 2005 год 9267,2 тыс. руб..

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что применение метода ЩПВ как метода увеличения нефтеотдачи пластов в условиях месторождений, таких как Наратовское, находящихся на поздней стадии разработки, с точки зрения экономической эффективности оправдано.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Технологии щелочно-полимерного воздействия и щелочно-полимерного раствора (ЩПВ и ЩПР) являются разновидностью метода снижения проницаемости промытых закачиваемыми водами участков пласта осадкообразующими реагентами образующими упругие гидрофобные дисперсные системы при взаимодействии щелочно-полимерного раствора с высокоминерализованными пластовыми водами. В данных технологиях используют малообъемные оторочки концентрированных растворов реагентов. Использование концентрированных растворов щелочей способствует разрушению тяжелых компонентов нефти на поверхности пород, гидрофилизации породы и тем самым улучшают процесс вытеснения нефти. При применении щелочно-полимерных растворов (ЩПР) с углеводородным растворителем достигается комплексное воздействие:

- растворение АСПО в призабойной зоне нагнетательных скважин;
- снижение проницаемости обводненных интервалов [16].

### 5.1 Анализ потенциальных опасностей и производственных вредностей в НГДУ «Южарланнефть»

Основными опасностями в плане предотвращения крупного ущерба окружающей среде и человеку в условиях НГДУ «Южарланнефть» являются:

а) крупномасштабные пожары могут возникнуть по причине возгорания пролитой горючей жидкости (нефти, нефтепродуктов, применяемых в процессе добычи и подготовки горючих реагентов). Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. Пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования. Пожары в результате разгерметизации газопроводов и нефтепроводов;

б) сильные взрывы скопившихся газов и легких фракций нефти при утечках на скважинах, на пункте подготовки нефти и при утечках из

технологических резервуаров. Также возможны взрывы на складах веществ, применяемых при перфорации и в других процессах;

в) выброс в окружающую среду опасных веществ, возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод, вод, применяемых при поддержании пластового давления.

Основными видами загрязнений в результате деятельности НГДУ «Южарланнефть» являются: выбросы в почву, водоемы и атмосферу значительное количество производственных отходов, загрязняющих почву, воду, воздух; разливы нефти по суше и водоемам; выбросы газа и другие [15].

Для Наратовского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации: периодические паводки; разливы рек и сильно действующих ядовитых веществ, как кислота, метанол, фенол и другие; сильные метели и снежные заносы; лесные пожары [1].

По пожарной безопасности узел по приготовлению щелочно-полимерного раствора относят к категории Д. На растворном узле должны работать одновременно не менее двух человек, достигших 18-летнего возраста и имеющих соответствующую подготовку [16].

При приготовлении и закачке щелочно-полимерного раствора на обслуживающий персонал могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы [17]:

- движущие машины и механизмы (транспортные средства, насосные агрегаты, ППУ и автоцистерны);
- повышенная температура (до 310 °С) при пропарке и прогреве оборудования и коммуникаций обвязки;
- повышенный уровень шума работающей техники (насосных агрегатов, ППУ в пределах 93 – 105 дБ;
- высокое давление в коммуникациях насосных агрегатов;
- напряжение электрической цепи в пределах 220 – 380В, замыкание которой может произойти через тело человека;

- загрязненность рабочего места жидкостями, применяемыми при обработке скважин;
- загазованность рабочей зоны (испарение растворителей);
- движущиеся части, узлы, детали технологического оборудования;
- перемещаемые грузоподъемными кранами грузы;
- химические реагенты;
- пожароопасность.

Для приготовления щелочно-полимерных растворов используют:

- натр едкий технический (гидроксид натрия технический) по ГОСТ 2263–79 марок РД (раствор диафрагменный) и ТР (твердый ртутный);
- полиакриламид (ПАА) порошкообразный марок GS-1, DMP–310 фирмы «Каваками Трейдинг, ЛТД» Япония или ДП9–8177 (ДР9–8177) фирмы «Сибя Шпециалитетенхеми Лампертхайм ГмбХ» Германия.

Гидроксид натрия технический является негорючим веществом, представляет собой едкое вещество и относится к вредным веществам второго класса опасности (ГОСТ 12.1.007–76).

Раствор гидроксида натрия вызывает ожоги слизистых оболочек и кожного покрова трех степеней, поражение глаз и общее отравление организма. Концентрация аэрозоля гидроксида натрия в воздухе рабочего помещения не должна превышать – 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

Полиакриламид (ПАА) является негорючим веществом, он не относится к токсичным химреагентам, работа с ним не требует особых мер предосторожности.

Фракции жидких углеводородов (ФЖУ) переработки нефти должны содержать не менее 15% ароматических углеводородов. Применяются растворитель комплексного действия РКД по ТУ 2458-004-3996249-2004, Нефрас АР-120/200 по ТУ 38.101809-90, Нефрас С4 – 150/200 по ТУ 38.101026-85, СНПХ 7870 по ТУ 39-05765670-ОП-205-94 и другие марки [16].

Фракции жидких углеводородов (Нефрас) относятся к легко-воспламеняемым продуктам второй категории, с температурой

самовоспламенения 270 °С. По степени воздействия на организм ФЖУ относятся к четвертому классу опасности. ПДК паров в воздухе рабочей зоны не более 100 мг/м. В помещениях для хранения и эксплуатации ФЖУ запрещается обращение с открытым огнем, искусственное освещение должно быть во взрывобезопасном исполнении, помещение должно быть снабжено общеобменной механической вентиляцией.

При заполнении порожнего резервуара скорость подачи не должна превышать 1 м/с до момента затопления конца загрузочной трубы [16].

Для предупреждения возможности опасных искровых разрядов оборудование и коммуникации должны быть защищены от статического электричества.

Применяемые реагенты должны иметь сертификаты соответствия ГЦСС «Нефтепромхим» на применение химпродуктов в технологических процессах добычи и транспортировки нефти. (Система сертификации топливно-энергетического комплекса) [18].

Для приготовления щелочно-полимерного раствора используют пресную воду, соответствующую следующим требованиям [16]:

- массовая концентрация ионов кальция до 30 – 40 мг/дм<sup>3</sup>;
- массовая концентрация ионов магния до 8 – 10 мг/дм<sup>3</sup>;
- плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- водородный показатель рН в пределах 7 – 8.

К качеству сточной воды предъявляют следующие требования:

- массовая концентрация ионов кальция не менее 400 мг/дм<sup>3</sup>;
- массовая концентрация ионов магния не менее 200 мг/дм<sup>3</sup>;
- плотность воды более 1030 кг/м<sup>3</sup>;
- водородный показатель рН в пределах 7 – 8.

Для обеспечения безопасности жизнедеятельности, предотвращения вышеперечисленных опасностей производства, чрезвычайных ситуаций и экологических проблем в НГДУ «Южарланнефть» ведется работа по следующим направлениям:

- а) разработка и внедрение эффективных мероприятий, обеспечивающих безопасность технических систем и технологических процессов;
- б) обеспечение надежной защиты работников и инженерно-технического комплекса предприятия в чрезвычайных ситуациях;
- в) проведение мероприятий по обеспечению экологической безопасности.

## 5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда

При проведении работ по технологии ЩПВ и ЩПР необходимо руководствоваться требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Постановлением Госгортехнадзора РФ № 56 от 5.06.03г. (раздел I, п.1.1, 1.2, 1.5, 1.7, 1.8, раздел III, п. 3.1, 3.5.3, 3.5.3.1, 3.5.3.20).

5.2.1 Мероприятия по технике безопасности. Процесс приготовления и нагнетания в пласт рабочих растворов должен обеспечивать безопасность работ в соответствии с действующим РД 08-200-98 « Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Работу по нагнетанию в скважину химических реагентов проводят в соответствии с проектом и планом, утвержденным НГДУ «Южарланнефть». В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схемы размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работы. Также должен быть разработан, согласован и утвержден в установленном порядке план устранения ликвидации возможных аварий [17].

5.2.1.1 Мероприятия по электробезопасности. При использовании оборудования электроподогрева руководствуются общими правилами техники безопасности при эксплуатации электротехнических устройств в нефтяной промышленности.

Автотрансформатор, станция управления заземляются перед включением электрооборудования в сеть, измеряется сопротивление заземления.

Повышенная опасность поражения человека электрическим током возникает при чрезмерной перегрузке токоприемников, прикосновении к токоведущим частям электрооборудования, контакте с обычно не токоведущими металлическими частями, случайно оказавшимися под напряжением, при резком снижении сопротивления изоляции. Электрическая сеть при коротком замыкании отключается при помощи быстродействующих реле выключателей, установленных плавких предохранителей. Все эти устройства предельно сокращают время возможного действия электрического тока на человека.

Применяется защитное заземление, преднамеренное соединение с землей металлических частей оборудования, обычно не находящихся под напряжением. Заземляются металлические корпуса соединительной коробки кабеля, вторичные обмотки трансформаторов, щиты управления, броня кабеля, сопротивления корпуса. Заземление должно быть не более 40 метров [19].

Наиболее эффективный способ защиты – защитное отключение: с помощью универсального устройства (прибор-индикатор, автоматический выключатель) аварийный участок сети может быть отключен за доли секунды.

Предусматривается применение средств индивидуальной защиты работающих с электрооборудованием: резиновые перчатки, диэлектрические боты, резиновые маты и коврики.

5.2.1.2 Мероприятия по взрывобезопасности. Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещаются.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м [21].

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

Герметичность фланцевых соединений обеспечивается плотностью прилегания поверхностей деталей, что достигается правильным выбором

фланцев и прокладочных материалов, а для резьбовых соединений, применением соответствующей герметизирующей подмотки и смазки.

Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная арматура по 1 классу по ГОСТ 12532-88.

Устье скважины после спуска кондуктора или промежуточной обсадной колонны оборудуется превенторной установкой. Обязка превенторов выполняется по типовой схеме, утвержденной нефтегазодобывающим объединением или территориальным геологическим управлением, которая согласуется с органом Ростехнадзора и военизированной частью по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов. Оборудование повышенного давления оснащается системами взрывозащиты, которые предполагают: применение гидрозатворов, огнепреградителей, инертных газов и паровых завес; защиту оборудования от разрушения при взрыве с помощью устройств аварийного сброса давления (клапаны, быстродействующие задвижки, обратные клапаны). Применяется опознавательная окраска трубопроводов для указания на свойства транспортируемого вещества. Трубопроводы подвергаются гидравлическим испытаниям при пробном давлении на 25% выше рабочего, но не менее 0,2 МПа [21].

Для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации сосуда и аппараты, работающие под давлением, подвергаются техническому освидетельствованию после монтажа и пуска в эксплуатацию, периодически в процессе эксплуатации, а в необходимых случаях – и внеочередному освидетельствованию.

5.2.1.3 Мероприятия, предотвращающие возможность травмирования инструментом. Эксплуатация технических устройств должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации, составленными изготовителем. Эксплуатация этих устройств в неисправном состоянии и с превышением рабочих параметров выше паспортных запрещается.

Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета в соответствии с установленными требованиями и нормами.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи [21].

Для защиты людей от механического травмирования применяют: предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления.

Особое внимание уделяется безопасности транспортных средств, предназначенных для перевозки людей (лифты, автомобили). Для этих средств установлены нормы загрузки, сроки и виды испытаний, правила пользования, повышенные значения коэффициентов запаса прочности и другие.

5.2.2 Мероприятия по промышленной санитарии. Основными нормативными документами, определяющими санитарно-гигиенические требования в НГДУ «Южарланнефть», являются «Санитарные нормы и правила промышленных предприятий».

На каждого рабочего предусмотрен объем производственных помещений не менее 15,0 м<sup>3</sup>, а площадь – не менее 4,5 м<sup>2</sup>, высота производственных помещений не менее 3,2 м. Полы в помещениях ровные и нескользкие.

Оборудование и площади санитарно-бытовых помещений (гардеробные, умывальные помещения для сушки спец.одежды, туалеты, помещения для отдыха, приема пищи) соответствуют санитарным нормам. Помещения бытового назначения оборудованы согласно «Строительными нормами и правилами» водопроводом, канализацией, электрическим освещением, вентиляцией, отоплением. Запрещается подключать хозяйственно-питьевой водопровод к производственному водопроводу [21].

Все производственные помещения категории «А» оборудованы приточно-вытяжными вентиляционными установками, а также системами аварийной вентиляцией, предусмотрена естественная вентиляция.

В НГДУ «Южарланнефть» освещение обеспечивает взрывобезопасность и пожаробезопасность при освещении, как помещений, так и наружных установок, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей. В производственной обстановке используют три вида освещения: естественное, искусственное и смешанное.

Естественное освещение бывает боковым – через окна, верхним – через световые фонари перекрытий и комбинированным – через окна и фонари. Искусственное освещение бывает общее или комбинированное. Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования [20].

Предприятия по переработке нефти относятся к 3 классу. Объекты, выделяющие газ, дым, пыль и создающие шум по отношению к жилому ближайшему району должны располагаться с подветренной стороны и отделяться от него санитарно-защитной зоной шириной 1000...3000 м.

5.2.2.1 Мероприятия по защите работающего от воздействия вредных газов и веществ в производственной среде. При работе со щелочно-полимерными растворами на рабочих местах должны быть предусмотрены бачки с пресной водой и все работающие обеспечены средствами индивидуальной защиты:

- костюмы для защиты от механических воздействий по ГОСТ 27653-88;
- обувь кожаная для защиты от кислот, щелочей по ГОСТ 12.4.137-84;
- специальные рукавицы или перчатки резиновые технические по ГОСТ 12.4.010-75 и ГОСТ 20010-93;
- защитные очки по ГОСТ Р 12.4.013-97; нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При попадании щелочи на кожный покров необходимо обмыть

пораженный участок сильной струей воды в течение 10–15 минут [16]. После промывки водой щелочь необходимо нейтрализовать слабым раствором уксусной (ГОСТ 61-75), или борной кислоты (ГОСТ 18704-78).

При попадании щелочи в глаза их следует промыть 1%-м раствором борной кислоты.

При разливе раствора гидроксида натрия его обезвреживают, поливая место разлива обильным количеством воды.

Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины [21].

Для устранения или уменьшения опасности вредных веществ для человека ограничивается их применение по числу и объему, а где возможно, производится замена высокотоксичных на менее токсичные, сокращение длительности пребывания людей в загрязненном воздухе и наблюдение за эффективным проветриванием производственных помещений.

5.2.2.2 Мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией. По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за время измерений в помещениях изменяется во времени не более чем на 5 дБ;

- непостоянный шум, уровень звука которого за время измерений в помещениях изменяется более чем на 5 дБ [20].

Непостоянные шумы подразделяются на:

- колеблющийся во времени шум, уровень звука которого, непрерывно изменяется во времени;

- прерывистый шум, уровень звука которого, ступенчато изменяется (на 5дБ и более). Длительность интервалов, в течение которых уровень остается постоянным, составляет 1 секунду и более;

- импульсный шум, состоящий из одного или нескольких звуков, сигналов, длительностью менее 1 секунды.

Допустимые уровни шума на рабочих местах операторов, машинистов, другого обслуживающего персонала регламентированы Санитарными нормами СН.2.2.4/2.1.8.562-96.

Уровень звука не должен превышать нормируемого по ГОСТ 12.1.003-76 для рабочих мест – не более 90 дБ. Для уменьшения воздействия шума сокращают время пребывания людей рядом с источником шума, устанавливают экраны.

По источнику возникновения вибрации на объекты филиала различают:

- общую вибрацию I категории – транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах, самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности и дорогам;

- общую вибрацию III категории – технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочем месте, не имеющие источников вибрации;

- локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента, органов ручного управления машинами и оборудования.

По частотному составу вибрации выделяют:

- низкочастотные вибрации (с преобладанием максимальных уровней в октавных полосах частот 1 – 4 Гц для общих вибраций, 8 – 16 Гц для локальных вибраций);

- среднечастотные вибрации (8 – 16 Гц для общих вибраций, 31,5 – 63 гц для локальных вибраций);

- высокочастотные вибрации (31,5 – 63 Гц для общих вибраций, 125 – 1000 Гц для локальных).

По временным характеристикам вибрации выделяют:

- постоянные, для которых величина нормируемых параметров изменяется не более чем в 2 раза (6 дБ) за время наблюдения;

- непостоянные, для которых величина нормируемых параметров изменяется не менее чем в 2 раза (на 6 дБ) за время наблюдения не менее 10 минут.

Непостоянные вибрации подразделяются на колеблющиеся, прерывистые и импульсные.

Гигиенические нормы вибрации зависят от вида вибрации и время ее воздействия на человека.

Согласно санитарным нормам параметры допустимой вибрации представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые параметры вибрации

Средняя геометрическая частота, Гц	Амплитуда перемещения, мм	Средняя квадратическая колебательная скорость, мм/с
2	1,2800	11,2
4	0,2800	5,0
8	0,0560	2,0
16	0,0280	2,0
31,5	0,0140	2,0
63	0,0072	2,0

5.2.3 Мероприятия по пожарной безопасности. Мероприятия в НГДУ «Южарланнефть» по пожарной безопасности подразделяются на четыре основные группы [15]:

- а) предупреждение пожаров;
- б) ограничение сферы распространения огня;
- в) максимальное сохранение ценностей в зоне пожара;
- г) создание условий эффективного тушения пожаров.

На каждом участке предприятия устанавливается соответствующий его пожарной опасности режим, в том числе:

- определяются и оборудуются места для курения;
- определяются места и допустимое количество одновременно хранящихся в помещении сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- устанавливается порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной одежды;
- определяется порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Причинами образования пожароопасных концентраций паров нефти или нефтяного газа в смеси с воздухом, а также токсических веществ являются недостаточная герметизация оборудования, несовершенство технологических процессов, отсутствие установок по улавливанию ядовитых и опасных газов, паров и пыли, неэффективная вентиляция и другие. Поэтому проводятся работы по исследованию и ликвидации возможных источников пожара.

### 5.3 Мероприятия по охране окружающей среды

При проведении опытно-промышленных работ на нагнетательных и добывающих скважинах НГДУ «Южарланнефть» руководствуется требованиями [21].

Для Наратовского нефтяного месторождения потенциальными источниками загрязнения служат 187 скважин, 21 АГЗУ и 1 СУН. Кроме того, осуществляется контроль за 30 ликвидированными скважинами.

Загрязнителями территории на Наратовском месторождении являются все нефтесборные и напорные коллектора, водоводы и магистральный напорный нефтесборный труб.опровод от СУН до нефтесборного парка «Кереметьево». Это происходит в результате порывов коллекторов и водоводов.

Мероприятия по предупреждению и ликвидации разливов включают эффективные средства удержания разлитых жидкостей на месте для сведения до минимума последствий разливов и утечек. Загрязнителями воздушной среды на Наратовском нефтяном месторождении являются СУН «Наратово», факел на СУН «Наратово», скважины и АГЗУ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу: полная герметизация системы сбора и транспорта продукции скважин; защита оборудования и труб.опроводов от коррозии; оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»; утилизация попутного нефтяного газа.

Внешняя и внутренняя коррозия при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является одной из главных причин преждевременного выхода из строя наземного оборудования, подземных коммуникаций и трубопроводов.

В целях уменьшения скорости коррозии трубопроводов в НГДУ «Южарланнефть» произведена обработка ингибиторами коррозии добываемой жидкости и антикоррозийное покрытие резервуаров и емкостей [15].

Для предотвращения загрязнения почв при проектировании объектов обустройства нефтепромыслов НГДУ «Южарланнефть» предусматривается:

- полная герметизация систем сбора и подготовки нефти и газа, автоматическое отключение скважин отсекающими при прорыве выкидной линии;
- установка стальных гидрофицированных задвижек на нефтегазосборных сетях;
- покрытие изоляцией усиленного типа магистральных нефтепроводов со 100%-ным просвечиванием стыков на одноточечных переходах через искусственные и естественные преграды;
- использование бессточных систем канализации промышленно-ливневых и фекальных стоков.

Пластовая вода, являющаяся отходом при добыче нефти, используется для ППД. Закачка в пласт может рекомендоваться также как средство для избавления от отходов, требующих особого внимания. Жидкости для обработки скважин фильтруются, а отработанные кислоты и жидкости для ремонта

скважин химически нейтрализуются перед сбросом в разрешенных или подходящих местах за пределами площадки.

Большую опасность представляют аварийные выбросы и открытое фонтанирование нефти, газа и минерализованных пластовых вод, а также нарушения герметичности систем сбора и транспорта нефти. В результате таких аварий в реки, озера, могут попадать буровой раствор, нефть, химические реагенты, поверхностно-активные вещества, сточные воды, буровой шлам и другие вредные вещества [22].

Органические отходы, включая бумагу, дерево, пропитанную нефтью ветошь, бытовые отходы и прочие воспламеняющиеся материалы ликвидируются на месте в установке для сжигания, рассчитанной на низкий уровень выбросов. Неорганические отходы, такие, как куски металла и проволоки, тара и пластмасса по возможности утилизируются либо вывозятся на свалки или захораниваются за пределами площадки. Защита природной среды от опасных веществ и материалов осуществляется следующими мероприятиями:

- к работе с опасными веществами и материалами допускаются исключительно лица, прошедшие специальную подготовку и аттестацию;
- обеспечивается строгое соблюдение инструкций производителя и контроль применения химических реагентов, их сбором и удалением после отработки, с учетом требований нормативных природоохранных документов;
- применяются специальные меры работы, включающие: строгое соблюдение правил перевозки химических реагентов и опасных химических веществ; наличие на всех транспортных средствах материалов для ликвидации небольших разливов и утечек; хранение всех видов топлив и химических реагентов в безопасных местах;
- используются правильно подобранные методы ликвидации отходов;
- осуществляется подготовка и обучение персонала работе с опасными веществами, а также по их сбору и удалению после обработки.

#### 5.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях в НГДУ «Южарланнефть»

Отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций НГДУ «Южарланнефть» обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

- выявления потенциальных видов ЧС, и оценка риска их возникновения;
- прогнозирование последствий ЧС;
- выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

Очень важным фактором для безопасного процесса добычи нефти является анализ и выявление потенциальных чрезвычайных ситуаций. Проанализировав природные, технологические и военно-политические факторы, можно заключить, что основными опасностями в плане предотвращения крупного ущерба окружающей среде и человеку в условиях НГДУ «Южарланнефть» являются ЧС военно-политического характера, техногенного характера:

а) крупномасштабные пожары могут возникнуть по причине возгорания пролитой горючей жидкости (нефти, нефтепродуктов, применяемых в процессе добычи и подготовки горючих реагентов). Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. Пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования. Пожары в результате разгерметизации газопроводов и нефтепроводов;

б) сильные взрывы скопившихся газов и легких фракций нефти при утечках на скважинах, на пункте подготовки нефти и при утечках из технологических резервуаров. Также возможны взрывы на складах веществ, применяемых при перфорации и в других процессах;

в) крупные автотранспортные аварии;

г) чрезвычайные ситуации военно-политического характера

- аварии в результате военно-политических конфликтов
- аварии в результате террористических актов и другие.

д) выброс в окружающую среду опасных веществ, возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод, вод, применяемых при ППД. Также большую опасность представляют аварии на скважинах с неконтролируемым фонтанированием. В результате фонтанирования возможны масштабные выбросы нефти, газа и минерализованных вод, наносящих огромный ущерб сельскохозяйственным угодьям, природе леса и животному миру. Плодородная почва сильно страдает от загрязнения нефтепродуктами, нарушается кислородный, азотный и водосолевой баланс почвы, восстановление плодородия почвы происходит через очень большой промежуток времени, даже при небольшом загрязнении.

При проведении ЩПВ может произойти разлив нефти, рабочих жидкостей и т.п., вследствие разгерметизации устья скважины или системы трубопроводов. Определим глубину распространения ядовитых сильнодействующих веществ (СДЯВ) при разливе их с поражающей концентрацией.

При расчёте зон принимают: метеоусловия – изотермия,  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , скорость ветра  $V_v = 1 \text{ м/с}$ . Из системы трубопроводов вылилось  $3 \text{ м}^3$  нефти, при толщине слоя  $0,04 \text{ м}$ . При разливе СДЯВ образуется первичное облако (мгновенное испарение) и вторичное облако пара (испарение слоя жидкости).

Эквивалентное количество вещества  $Q_{31}$  по первичному облаку:

$$Q_{31} = K_1 \cdot K_3 \cdot Q_0, \quad (5.1)$$

где  $K_1$  – коэффициент зависящий от условий хранения СДЯВ;

$K_3$  – коэффициент, равный отношению пороговой токсодозы хлора к пороговой токсодозе данного СДЯВ;

$Q_0$  – количество выброшенного (разлившегося) при аварии вещества, т.

Тогда

$$Q_{31} = K_1 \cdot K_3 \cdot Q_0 = 0 \cdot 0,36 \cdot 5 \cdot 1 = 0 \text{ т.},$$

Т.е. первичного облака пара (мгновенного испарения) в данном случае не будет.

Определяем эквивалентное количество вещества  $Q_{32}$  по вторичному облаку:

$$Q_{32} = (1 - K_1) \cdot K_{2,0,2} \cdot K_3 \cdot \left( \frac{Q_0}{h^{0,2} \cdot d^{0,2}} \right), \quad (5.2)$$

где  $K_2$  – коэффициент, зависящий от свойств СДЯВ;

$d$  – плотность СДЯВ, т/м<sup>3</sup>;

$h$  – толщина слоя СДЯВ, м.

Тогда

$$Q_{32} = (1 - 0) \cdot 0,021^{0,2} \cdot 0,36 \cdot \left( \frac{3 \cdot 1}{0,04^{0,2} \cdot 1^{0,2}} \right) = 0,311 \text{ т.}$$

Далее определяем максимальное значение глубин зон заражения первичным  $\Gamma_1$  и вторичным  $\Gamma_2$  облаком СДЯВ.

Полная глубина зоны заражения  $\Gamma$  (км) определяется:

$$\Gamma = \Gamma' + 0,5 \cdot \Gamma'' \text{ (км)},$$

(5.3)

где  $\Gamma'$  – наибольшее число из  $\Gamma_1$  и  $\Gamma_2$ ;

$\Gamma''$  – наименьшее число из  $\Gamma_1$  и  $\Gamma_2$ .

$$\Gamma_1 = 0,24 \text{ км}; \quad \Gamma_2 = 2,81 \text{ км.}$$

Тогда

$$\Gamma = \Gamma' + 0,5 \cdot \Gamma'' = 2,81 + 0,5 \cdot 0,24 = 2,93 \text{ км.}$$

Проведя расчет можно выделить и локализовать зону распространения ядовитых веществ.

Ведется комплекс мероприятий по предотвращению возникновения ЧС и снижению ущерба от них: контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий вследствие хозяйственной деятельности людей; оповещение местного населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС; планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий; обучение населения поведению в условиях ЧС; накопление и поддержание в готовности индивидуальных и коллективных средств защиты.

Контроль обстановки на потенциально опасных объектах и прилегающей к ним территории осуществляют службы и подразделения соответствующих хозяйственных объектов, оснащенные необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом.

Информация об угрозе возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий поступает в ЦИТС НГДУ «Южарланнефть». С получением сигнала дежурная смена ЦИТС проверяет правильность получения информации, оповещает руководителя предприятия и по его указанию руководящий состав и всех членов комиссии ЧС.

С прибытием комиссии по ЧС или других органов руководитель или председатель комиссии ЧС НГДУ «Южарланнефть»:

- проводит совещание с постановкой конкретных задач исходя из сложившейся обстановки;
- организует разведку и наблюдение на территории предприятия;
- организует круглосуточное дежурство на объектах НГДУ «Южарланнефть»;
- проверяет наличие схемы оповещения сотрудников и при необходимости принимает решение о включении в действие плана оповещения;

- уточняет план действия объекта по предупреждению и ликвидации ЧС и планы взаимодействия с городским штабом ГО и ЧС;
- организует мероприятия по оказанию медицинской помощи, подготовки к отправке пострадавших в медицинские учреждения;
- организует питание личного состава формирования через пункты горячего питания.

Планирование действий по предупреждению и ликвидации последствий ЧС осуществляет отдел по делам ГО и ЧС НГДУ «Южарланнефть». В планах действий используются следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС: эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях; применение средств индивидуальной защиты.

В зависимости от наличия достоверных данных о вероятности и характере ЧС (выброс вредных веществ, сильный взрыв, затопление, пожар и т.д.) используется два варианта эвакуации: заблаговременное и экстренное. Заблаговременная (упреждающая) эвакуация проводится при получении достоверных данных о высокой вероятности возникновения ЧС. Экстренная эвакуация проводится в случае внезапного возникновения ЧС.

В качестве средств индивидуальной защиты используют: средства защиты органов дыхания, средства защиты кожи и медицинские средства.

Для предотвращения или снижения различных поражающих факторов, возникающих при ЧС, на объектах НГДУ «Южарланнефть» проводятся периодические исследования устойчивости работы объектов, выявляются слабые элементы, чтобы впоследствии разработать и провести технологические, организационные, инженерно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости работы объекта в условиях ЧС и принять все меры предосторожности во избежание ситуаций, рассматриваемых как чрезвычайные

В условиях ООО НГДУ «Южарланнефть» чрезвычайные ситуации как техногенного, так и природного характера за анализируемый период не

возникали, что свидетельствует о том, что руководством предприятия установлен строгий контроль производственного процесса.

Комплекс мероприятий, по предупреждению возникновения любого вида ЧС, способность НГДУ в короткие сроки и с минимальным ущербом для окружающей среды ликвидировать последствия ЧС, проведенное обучение работников предприятия правильным действиям в период ЧС, разработанные схемы оповещения при возникновении ЧС - все выше перечисленное позволяет сделать вывод о том, что отдел ГО и ЧС НГДУ «Южарланнефть» обеспечивает безопасность в ЧС на требуемом уровне.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что благодаря действию соответствующих служб филиала, на предприятии сохраняется высокий уровень пожаробезопасности, электробезопасности, безопасности жизнедеятельности работников при эксплуатации подъемных сооружений, сосудов, работающих под давлением, технологического транспорта, труб.опроводов, запорной арматуры. Уровень обеспечения рабочих мест освещением соответствует нормам освещенности. В свою очередь можно добавить, что внедрение метода ЩПВ как метода увеличения нефтеотдачи пластов на Наратовском месторождении, не снижает степени обеспечения безопасности жизнедеятельности работников филиала, так как при его применении обеспечивается выполнение всего комплекса мероприятий по охране труда, пожарной безопасности, электробезопасности, безопасной эксплуатации опасных производственных объектов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрен один из методов увеличения нефтеотдачи пластов, щелочно–полимерное воздействие на пласт.

Геолого-промысловые данные, практика применения метода показали его эффективность в условиях Наратовского месторождении Башкирии. Метод эффективен при применении в условиях неоднородных по проницаемости пластов, при условии отсутствия в пласте прослоев проницаемостью более 1 мкм<sup>2</sup> (наличие в пласте прослоев с проницаемостью более 1 мкм<sup>2</sup> снижает эффективность воздействия). За счет выработки низкопроницаемого участка пласта происходит основной прирост нефтеизвлечения.

Применение ЩПВ позволяет:

- снизить водонефтяной фактор;
- уменьшить обводненность продукции;
- увеличить коэффициент вытеснения по отдельным пропласткам;
- повысить охват пласта воздействием.

Тем не менее, снижение обводненности продукции добывающих скважин можно достигнуть только путем многократных обработок нагнетательных скважин композицией ЩПР с частотой не менее одного раза в два года.

Технологией проведения ЩПВ предусматривается доставка реагента на скважину, а также проведение технологической операции с помощью передвижных спец агрегатов, что позволяет избежать строительство отдельных коммуникаций для внедрения метода.

За счет внедрения мероприятия добыча дополнительной нефти в 2005 году составила 22,766 тыс. т. По рассмотренным в работе трем очагам воздействия обводненность продукции снизилась на 1,53%.

Внедрение мероприятия позволило получить в 2005 году экономический эффект в сумме 9267,2 тысяч рублей и снизить себестоимость добычи нефти на 8,1 рублей на т.

Проведенный в настоящей работе анализ применения метода ЩПВ на Наратовском месторождении Башкирии показывает высокую технологическую и экономическую эффективность метода как метода увеличения нефтеотдачи пластов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Разработка Наратовского нефтяного месторождения: проект – пос. Редькино, 1995. – 212 с.
- 2 Геологический отчет НГДУ «Южарланнефть»: отчет – НГДУ «Южарланнефть», – пос. Редькино, 2002. – 74 с.
- 3 Анализ разработки и прогноза технологических показателей по месторождениям АНК Башнефть на период действия лицензионных соглашений: проект – АНК Башнефть – Уфа, 1999. – 25 с.
- 4 РД 39-022-90. Временная инструкции по охране окружающей среды в процессе строительства скважин на территории РБ. – Уфа.: ПО «Башнефть», 1990. – 25 с.
- 5 Ибрагимов Г. З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1983. –312 с.
- 6 Внедрение и усовершенствование технологии воздействия на пласт осадкообразующими составами в условиях Ново-Хазинской и Наратовской площадей: Информационный отчет / НИИ нефтеотдача; – Уфа, 1994. – 84 с.
- 7 Повышение эффективности промышленного внедрения потокооклоняющих технологий с целью снижения объемов попутно добываемой воды и повышения нефтеотдачи: отчет о НИР / НИИ нефтеотдача; – Уфа, 1993. – 85 с.
- 8 Габрахманов А. Г.. Применение физико-химических методов воздействия на пласты Наратовского месторождения/А.Г. Габрахманов, Р.Х. Алмаев, С.В. Парамонов. – пос. Редькино.: НГДУ «Южарланнефть», 1994. – 48 с.
- 9 Научно – технические обзоры ВНИИОЭНГ: Химические реагенты используемые в добыче нефти / –М.: ВНИИОЭНГ 1974. – 169 с.
- 10 Опыт внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Южарланнефть»: Отчет о НИР/ НГДУ «Южарланнефть». – пос. Редькино, 2002. – 21 с.

- 11 Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. – М.: Недра, 1979. – 270 с.
- 12 Рахманкулов И.Ф. Совершенствование метода определения дополнительной добычи нефти по характеристике содержания ее в добываемой жидкости / И.Ф. Рахманкулов. – Уфа.: БашНИПИнефть, 1983. – 30 с.
- 13 Рахматкулов И.Ф. Научно-технические обзоры ВНИИОЭНГ: Усовершенствованная методика прогнозирования добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений / И. Ф. Рахматкулов, Р. Х. Алмаев. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 14 с.
- 14 РД 39-01470356-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. – М.: 2002. – 52 с.
- 15 Годовой отчет НГДУ «Южарланнефть» за 2005 / НГДУ «Южарланнефть». – 2005. – 253 с.
- 16 Инструкция по применению ЩПВ на пласт (ЩПВ) и ее модификация с растворителем. РД 16-1528360-005-2003/ Р.М.Гилязов и др. – Уфа.: ООО «ИК БНПН». –2003. –18 с.
- 17 Инструкция по охране труда при приготовлении и закачке ЩПВ/ НГДУ «Южарланнефть». –2005. –7 с.
- 18 Требования к химпродуктам, обеспечивающее безопасное применение их в нефтяной отрасли. РД 153-39-026-97
- 19 Правила устройства электроустановок/ М.: Энергоматиздат, 1985. – 640 с.
- 20 Куцин П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности/ П.В. Куцин. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
- 21 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности/ 2003. – 190 с.
- 22 Панов Г.Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности/ Г.Е. Панов, Л.Ф. Петряцин, Г.Н. Лысяный. – М.:Недра, 1986. – 244 с.



