

Содержание

Введение.....	5
1. Геологический раздел.....	6
1.1 Общие сведения о Вишенском месторождении.....	6
1.2 Геолого-промысловая характеристика месторождения.....	8
1.3 История проектирования разработки.....	16
2 Технологический раздел.....	18
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	18
2.2 Принципиальные положения проектного документа.....	24
2.3 Анализ применения поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи пластов (Вишенское месторождение).....	28
2.4 Лабораторные исследования водных растворов ПАВ.....	31
3 Технический раздел.....	39
3.1 Техника, технология и организация закачки ПАВ.....	39
4 Охрана труда и окружающей среды.....	47
4.1 Охрана труда и техника безопасности.....	47
4.2 Охрана окружающей среды.....	48
4.3 Охрана земель и водоемов.....	51
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	55

21.02.01.ДП.248.02 ПЗ

Изм. Лист
Разраб.
Пров.
Реценз.
Н.контр.
Утв.

№ докум.	Подпись	Дата					
Божко Д. А.							
Ионова В. А.							

Проект закачки поверхностно – активных
веществ как метод повышения
нефтеотдачи пластов Вишенского
месторождения

Лит. Лист Листов
3 54
КГБПОУ «Красноярский
монтажный колледж»
пр. Д62-20

Введение

В настоящее время более половины месторождений Мелекесского района Ульяновской области характеризуются ниспадающим трендом добываемой нефти, максимальные уровни добычи которых уже пройдены, основная доля остаточных запасов относится к трудноизвлекаемым. С целью снижения темпа падения добычи нефти данных месторождений и сохранения ее на максимально возможном уровне необходимо применение различных реагентов, внедрение методов для увеличения нефтеотдачи.

Выделяют следующие методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН):

- газовые (вытеснение нефти газом высокого давления и обогащенным газом, водогазовое воздействие);
- тепловые (вытеснение нефти теплоносителем, внутрипластовый очаг горения);
- физические (волновое, электромагнитное воздействие);
- химические (закачка ПАВ, полимерное, щелочное заводнение).

Актуальность работы. В настоящее время большинство нефтяных месторождений России вступили в позднюю стадию разработки. В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, которые позволяют добывать углеводороды в осложненных условиях. Для дальнейшей разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами требуется внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи и применение новых реагентов. Значительная роль в данном вопросе отводится химическим методам, в частности применению растворов поверхностно-активных веществ. Воздействие водных растворов поверхностно-активных веществ улучшает реологические и фильтрационные характеристики нефти посредством снижения межфазного натяжения и повышения смачивающей способности. В связи с вышеизложенным актуальным

представляется задача выбора поверхностно-активных веществ для применения в системе заводнения пластов, а также разработка методологических подходов по их подбору.

Цель: Рассмотрение проекта закачки поверхностно-активных веществ, применяемых в системе заводнения, для увеличения нефтеотдачи пластов.

Объект: Вишенское месторождение Ульяновской области Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть».

Главной задачей проекта является рассмотрение проекта закачки ПАВ, как метода повышения нефтеотдачи пластов Вишенского нефтяного месторождения. Провести анализ применения ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов Вишенского месторождения. Произвести расчеты в экономическом плане. Практическая значимость проекта заключается в разработке проекта закачки ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов на выбранном месторождении.

							21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				5

1 Геологический раздел

1.1 Общие сведения о Вишенском месторождении

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

Место нахождения (адрес) ОПО: Ульяновская область, Мелекесский район, МО «Рязановское сельское поселение».

Код общероссийского классификатора территорий муниципальных образований - места нахождения ОПО (ОКТМО): 73622456116.

Признаки опасности ОПО: Получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля. Применение взрывчатых веществ при вскрытии продуктивного пласта [1].

В административном отношении Вишенское месторождение расположено в северо-восточной части Ульяновской области на территории Мелекесского района.

Районный центр – г. Димитровград расположен в 36 км от месторождения, а областной центр – г. Ульяновск – в 100 км. Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются сёла Дубровка, Уткин, Вишенка. Связь с населенными пунктами осуществляется в основном через сеть грунтовых (местами асфальтированных) проселочных дорог местного значения. В 10 км восточнее с. Уткин проходит асфальтированная дорога «Ульяновск-Тольятти». Проселочные дороги пригодны для автотранспорта лишь в сухое время года. Железнодорожной станцией, приспособленной для выполнения погрузочно-разгрузочных работ, является ст. Димитровград. Ближайшие разрабатываемые месторождения – Южно-Вишенское, Вишенское, Восточное и др. Климат района умеренно-континентальный. Среднегодовая температура воздуха составляет + 4°С, минимальная температура зимой – до минус 40°С, максимальная температура летом – до плюс 40°С. Снежный покров менее одного метра и

держится не более 4-5 месяцев, при этом глубина промерзания почвы достигает 0,8-1,3 м. Для летнего периода характерны засушливые периоды. Основное направление ветра – западное и юго-западное. Территория относится к зоне достаточного увлажнения со среднегодовым количеством осадков свыше 500 мм. [1,2]

В орогидрографическом отношении район месторождения расположен на левобережье р. Волга, примыкающем с востока к Куйбышевскому водохранилищу. В рельефе преобладает волнистая равнина, расчлененная слабо врезанными долинами рек, балками и оврагами, переходящими в ложбины. Абсолютные отметки рельефа 90-140 м. На территории протекает р. Бирля, которая берет начало у села Вишенки.

Основным источником водоснабжения населения служат подземные воды казанских отложений, залегающих на глубине 25-60 м; для технического водоснабжения - воды казанских, ниже- и среднекаменноугольных отложений. Производственно-противопожарное водоснабжение осуществляется как за счет подземных, так и за счет поверхностных вод.

В тектоническом отношении Вишенское месторождение приурочено к одноименной структуре, входящей в состав Филипповской группы локальных поднятий, осложняющих внешнюю бортовую зону Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с карбонатными отложениями верейского горизонта московского яруса (пласты А₂ и А₃) и башкирского яруса (пласт А₄), терригенными отложениями бобриковского горизонта визейского яруса (пласт Б₁+Б₂) и карбонатными отложениями турнейского яруса (пласт С_{1t}) [2-6].

						21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
							7

1.2 Геолого-промысловая характеристика месторождения

Пласт А2 представлен пористыми известняками. Залежь пластовая сводовая, размеры – 1.75x1.0 км, высота – 17.8 м (рисунки 1-2).

Керн из пласта не отбирался. Геофизические исследования выполнены во всех скважинах (12 скважин). По данным ГИС выполнено 31 определение пористости в 12 скважинах и 29 определений нефтенасыщенности в 11 скважинах.

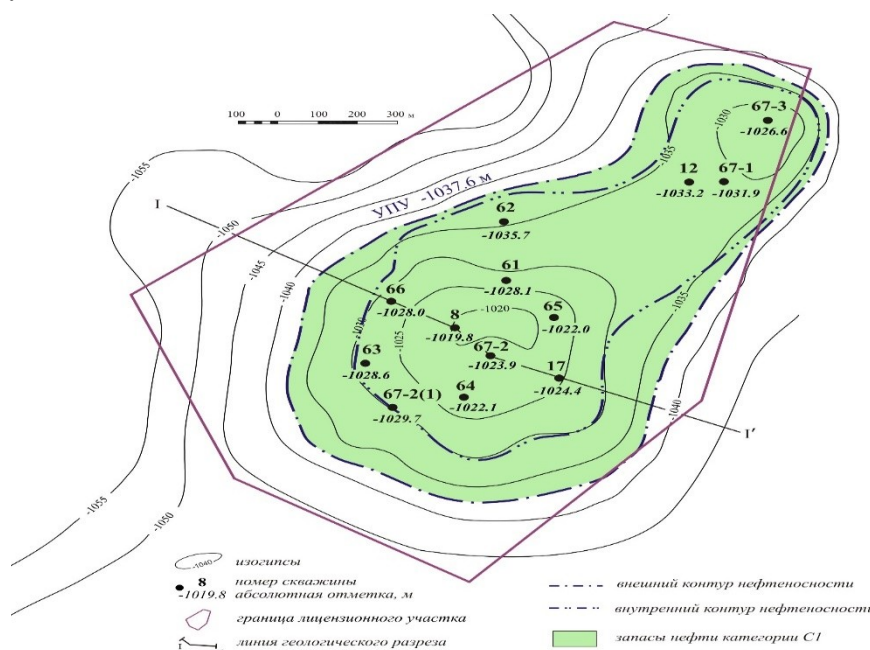


Рисунок 1 – структурная карта кровли продуктивного пласта А2



Рисунок 2 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта А₂

ГДИ не проводились.

Пробы нефти не отбирались. Свойства пластовой нефти приняты по аналогии с нефтью пласта А4 башкирского яруса. Свойства нефти в поверхностных условиях приняты по аналогии с нефтью пласта А3 верейского горизонта.

Пласт А3 представлен пористыми известняками. В пласте установлены 2 залежи нефти – в районе скв.8 и в районе скв.67-3. Залежи пластовые сводовые. Залежь в районе скв.8 имеет размеры – 1.02x0.9 км и высоту – 16.5 м. Залежь в районе скв.67-3 имеет размеры – 0.2x0.2 км и высоту – 4.0 м (рисунки 3-4).

										Лист
										9

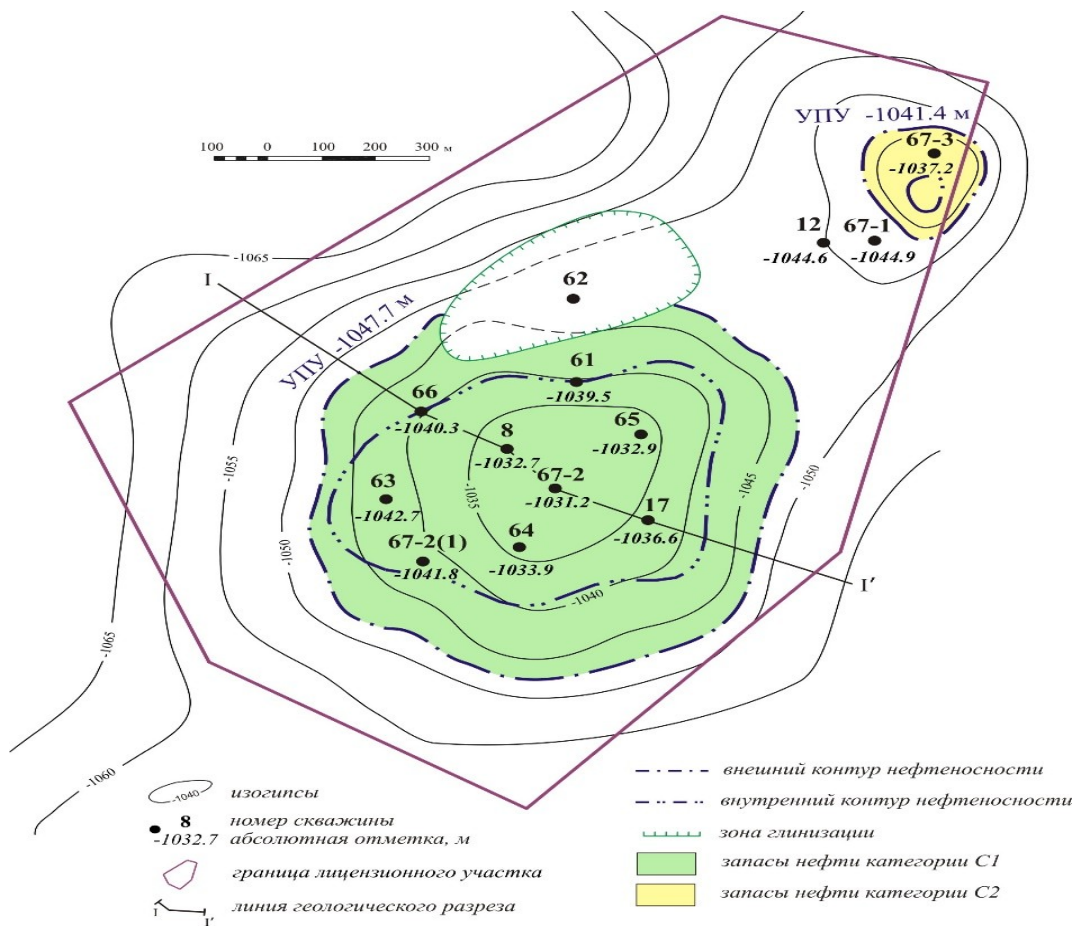
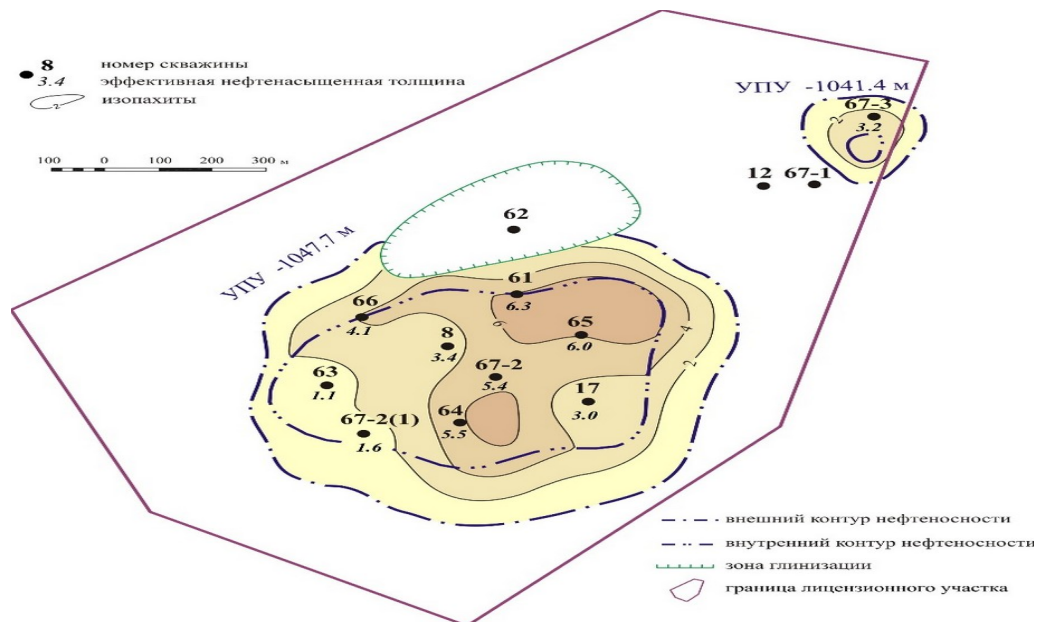


Рисунок 3 - Структурная карта кровли продуктивного пласта А₃



Рисунок

4 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта А₃

Керн отобран из одной скважины – выполнено 5 определений пористости, 5 определений проницаемости и 5 определений остаточной водонасыщенности.

Геофизические исследования выполнены во всех скважинах (12 скважин). По данным ГИС выполнено 38 определений пористости в 12 скважинах и 35 определений нефтенасыщенности в 11 скважинах.

ГДИ проведены в одной скважине.

Свойства нефти в поверхностных условиях определены по двум поверхностным пробам, отобранным из одной скважины. Свойства пластовой нефти приняты по аналогии с нефтью пласта А4 башкирского яруса [4-6].

Пласт А4 представлен порово-трещинными известняками. Залежь массивного типа, имеет размеры – 1.7х1.0 км и высоту – 16.6 м (рисунки 5-6).



Рисунок 5 - Структурная карта кровли продуктивного пласта А4

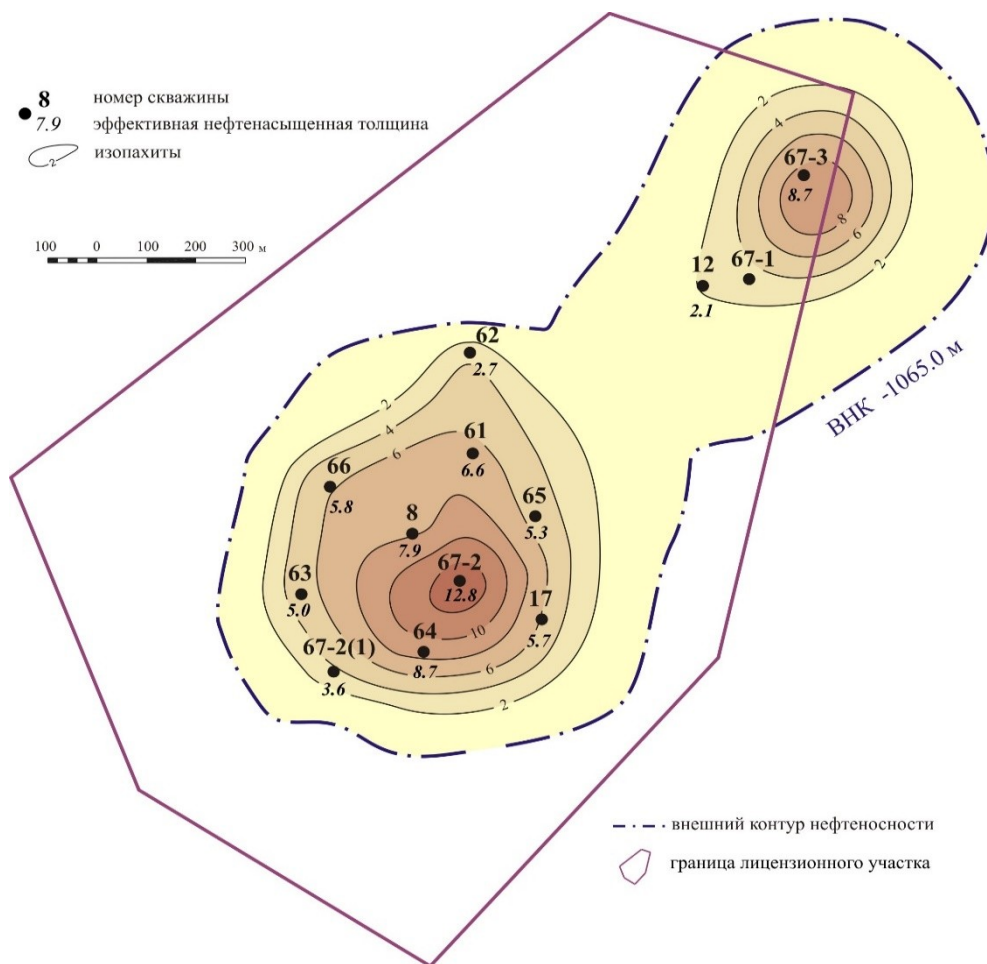


Рисунок 6 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта А₄

Керн отобран из 3 скважин, исследования керна не проводились.

Геофизические исследования выполнены во всех скважинах (12 скважин). По данным ГИС выполнено 219 определений пористости в 12 скважинах и 95 определений нефтенасыщенности в 11 скважинах.

ГДИ проведены в одной скважине.

Свойства пластовой нефти определены по одной глубинной пробе нефти, отобранной из одной скважины. Свойства нефти в поверхностных условиях приняты по аналогии с нефтью пласта А₃ верейского горизонта.

Свойства нефти пластов А₂, А₃ и А₄ приняты одинаковыми по 1 глубинной и 2 поверхностным пробам. Нефть тяжелая, высоковязкая, высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая. [7]

Пласт Б1+Б2 представлен песчаником мелкозернистым. Залежь пластового сводового типа, имеет размеры – 1.1x1.0 км и высоту – 33.8 м (рис рисунки 7-8).

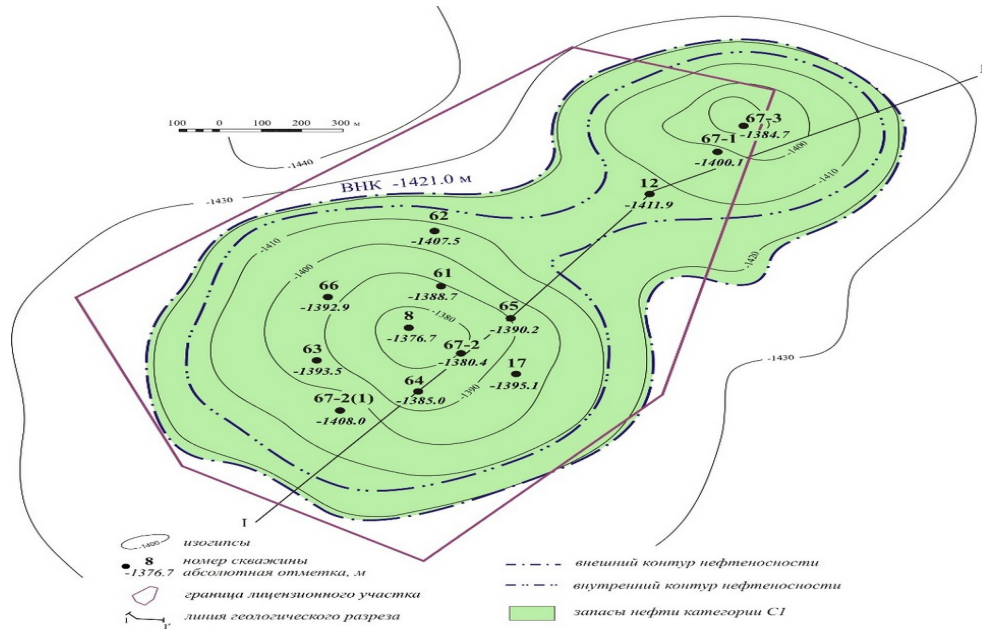


Рисунок 7 - Структурная карта кровли продуктивного пласта Б₁+Б₂

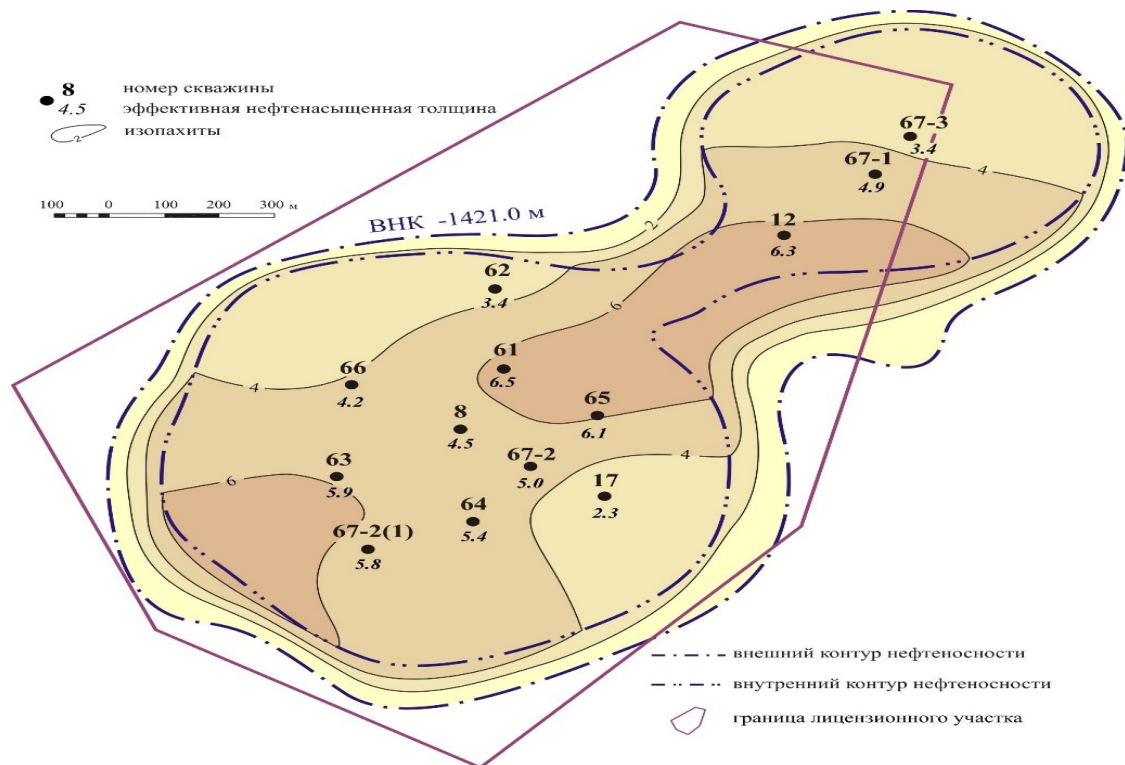


Рисунок 8 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Б₁+Б₂

Керн отобран из 3 скважин – выполнено 20 определений пористости. В одной скважине выполнено 12 определений остаточной водонасыщенности. Проницаемость по керну не определялась.

Геофизические исследования выполнены во всех скважинах (12 скважин). По данным ГИС выполнено 58 определений пористости и 58 определений нефтенасыщенности в 12 скважинах.

ГДИ проведены в трех скважинах.

Из пласта отобраны две глубинных и три поверхностных пробы нефти из одной скважины. Нефть тяжелая, высоковязкая, высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая. [8]

Пласт C1t представлен известняками поровыми и кавернозно-поровыми. Залежь массивного типа. Размер – 1.0x1.0 км, высота – 33.8 м (рисунки 9-10).

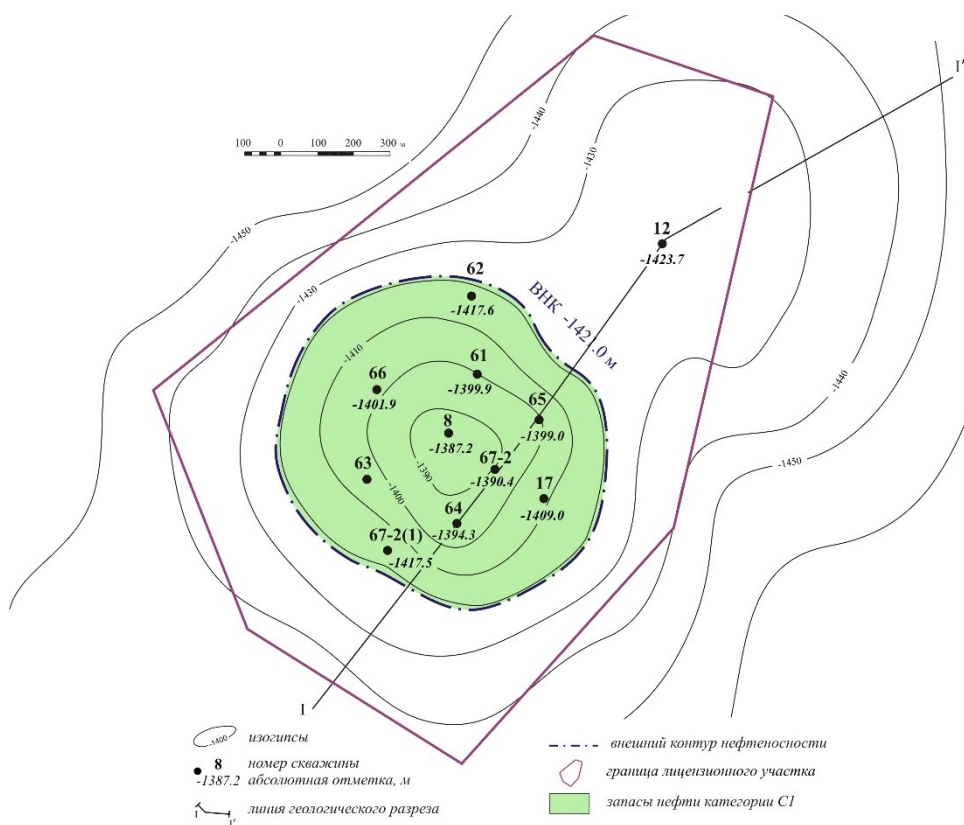


Рисунок 9 - Структурная карта кровли продуктивного пласта C1t

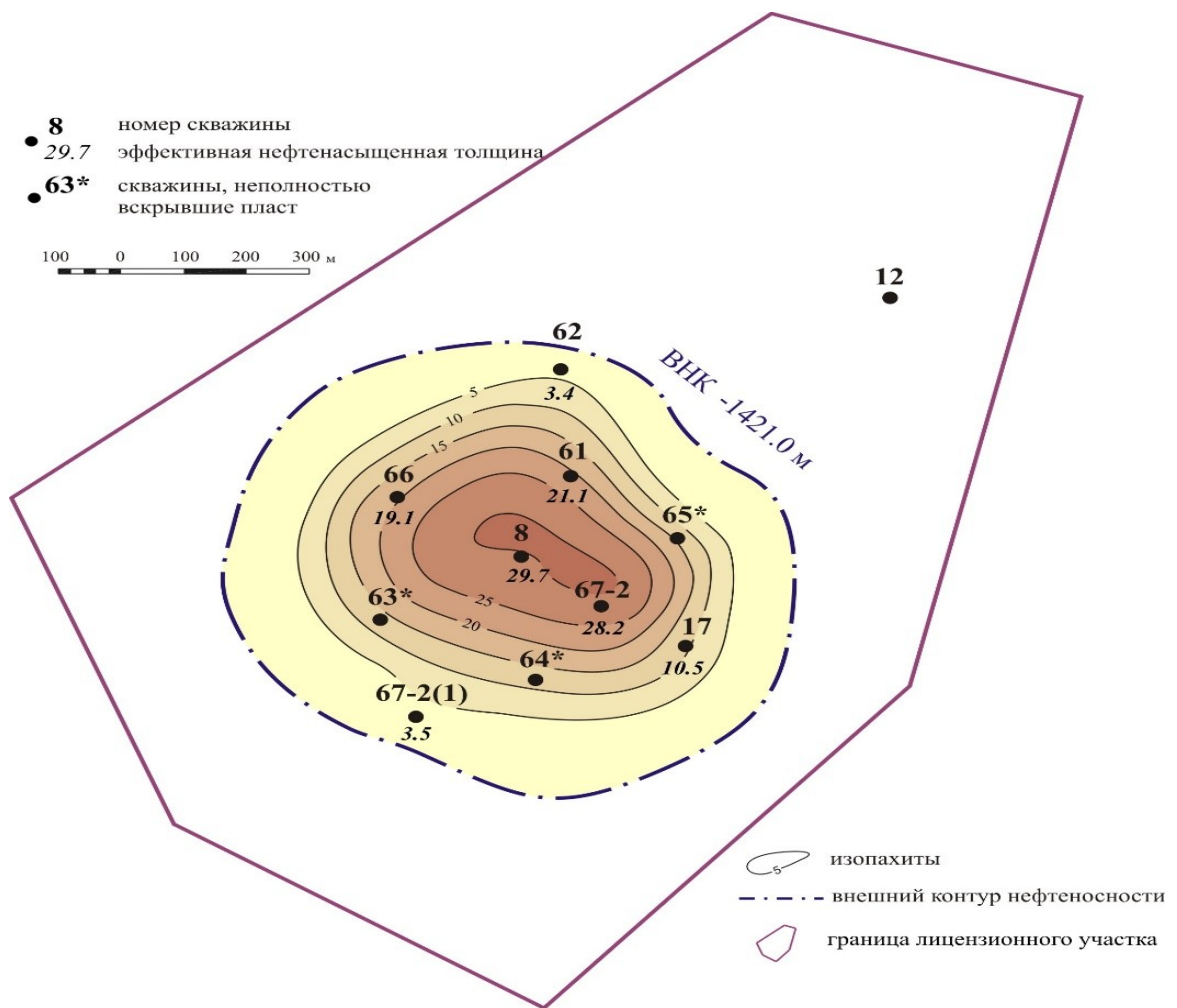


Рисунок 10 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта C_{1t}

Керн отобран из 3 скважин – выполнено 51 определение пористости, 47 определений проницаемости и 26 определений остаточной водонасыщенности.

Геофизические исследования выполнены во всех скважинах (12 скважин). По данным ГИС выполнено 189 определений пористости и 108 определений нефтенасыщенности в 12 скважинах.

ГДИ проведены в двух скважинах.

Из пласта отобраны три поверхностных пробы нефти из двух скважин. Свойства пластовой нефти приняты по аналогии с нефтью одноименных отложений соседних с Вишенским месторождений.

Нефть тяжелая, высоковязкая, высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая.

Для проектирования по всем пластам параметры Кп и Кн приняты по ГИС, Кпр. – по ГДИС. Коэффициенты вытеснения для пластов приняты по обобщенным зависимостям с использованием данных ряда месторождений НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» (Нижне-Нурлатское и Южно-Нурлатское) и месторождений Ульяновской области. [10]

1.3 История проектирования разработки

За весь срок разработки было составлено пять проектных документов:

1. «Технологическая схема разработки Вишенского месторождения», выполнена ОАО «ВНИИнефть» в 1995 году. Представленная работа на рассмотрение ЦКР Минтопэнерго не представлялась.

2. Анализ состояния и прогноз технико-экономических показателей разработки лицензионных объектов ОАО «Ульяновскнефтеотдача» в 1999 г. (ОАО «ВНИИнефть»). В данном технологическом документе были проведены расчеты по добыче нефти на перспективу, утвержден ЦКР Минтопэнерго (Протокол ЦКР №2476 от 28.10.1999г.).

3. Технологическая схема разработки в 2001 г. выполнена институтом ТатНИПИнефть (протокол ЦКР Минэнерго России № 2737 от 25.10.2001 г.).

4. «Дополнение к Технологической схеме разработки Вишенского нефтяного месторождения», проект выполнен ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» в 2008 году и утвержден ТО ЦКР Роснедр по УР (Протокол №255 от 10.04.2008 г.).

5. «Дополнение к Технологической схеме разработки Вишенского нефтяного месторождения», выполнен ЗАО «ИНКОНКО» в 2011 году и утвержден ЦКР Роснедр по УВС (Протокол №5296 от 22.12.2011 г.) со следующими основными положениями:

- выделение трех объектов разработки – пласты А3+А4, Б1+Б2 и С1т;
- разработка всех объектов на естественном режиме;

- система размещения скважин избирательная, расстояние между скважинами 150-300 м;
- общий фонд – 18 добывающих скважин (все в пределах ЛУ);
- фонд для бурения – 10 добывающих, в т.ч. четыре горизонтальных;
- бурение шести боковых стволов (в т.ч. один за пределы ЛУ);
- накопленная добыча нефти – 937 тыс.т (в т.ч. в пределах ЛУ – 892 тыс.т);
- достижение КИН в целом по месторождению – 0.362. [7-9]

					21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Технологический раздел

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Месторождение открыто в 1980 году, введено в разработку в 1986 году.

На **01.01.2013** г. пробуренный фонд - двенадцать скважин, 10 скважин находятся в действующем добывающем фонде, две скважины находятся в освоении после бурения. В разработке находятся пласты А3, А4, Б1+Б2, С1t. Добыча нефти осуществляется механизированным способом. Разработка пластов ведется без применения системы ППД [6].

Характеристика фонда скважин приведена в Приложении 3.

На дату составления проектного документа в целом по месторождению добыто 332 тыс.т нефти и 662 тыс.т жидкости. Текущий КИН по месторождению 0.120 (по категории С1) при утвержденном 0.353. Отбор от НИЗ составил 34% при обводненности продукции 46.4%.

На первом этапе разработки в период с 1986 по 1996 гг. месторождение разрабатывалось одной скважиной (№12), которая работала со стабильным дебитом от 5 до 10 т/сут безводной нефти. В 1997 г. были введены в эксплуатацию из бурения еще две скважины (№8, 17), за счет которых уровни добычи выросли и поднялись с 3.3 до 7.7 тыс.т. За последующие пять лет наблюдается неуклонный рост добычи, которая в 2002 г. достигла максимума 18.0 тыс.т, в связи с выводом из бурения в 2000-2001 гг. еще пяти скважин (№61, 62, 63, 64, 65). При этом выросла и обводненность с 6.6% до 35.2%. На протяжении последующих пяти лет добыча нефти держалась практически на одном уровне при росте обводненности с 38.9% до 48.1%. В 2008 и 2010 гг. было проведено несколько удачных ГТМ, связанных с оптимизацией работы скважин и реперфорациями, которые позволили поднять уровень добычи до 19.6 тыс.т. Существенный рост уровней добычи нефти начался в 2011 г., что совпадает с возобновлением бурения и вводом новых скважин. В 2012 г. фонд добывающих скважин увеличился до 12 и был достигнут максимальный годовой отбор нефти

68.1 тыс.т, при обводненности 46.4% [2-6].

В 2012 г. добыча нефти составила 68.1 тыс.т, добыча жидкости составила 127.2 тыс.т, обводненность достигла 46.4%. Средний дебит нефти составил 15.6 т/сут, жидкости – 29.2 т/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти в 2012 г. составил 7.0%, от текущих – 9.5%.

Накопленные на **01.01.2013** г. показатели по добыче нефти и жидкости составляют соответственно 332.0 тыс.т и 662.1 тыс.т. Текущий КИН (по категории С1) по месторождению – 0.120, отбор от извлекаемых запасов – 33.9%. Отметим, что расчеты всех интегральных величин проведены с учетом запасов нового пласта А2 верейского горизонта, посчитанных в ОПЗ 2013 г.

Объект А3+А4 введен в разработку в 1997 году. До 2012 г. он разрабатывался одной скважиной №17, совместно с пластами Б1+Б2 и С1т. В 2012 г. были переведены еще три скважины (№№8, 61, 64). Накопленная за весь период разработки добыча нефти и жидкости составила 16.4 тыс.т и 24.5 тыс.т соответственно. Текущий КИН (по категории С1) составил 0.03 при утвержденном 0.285, отбор от НИЗ 10% при обводненности продукции 25.7%. Средний дебит по нефти 5.5 т/сут, по жидкости 7.4 т/сут. Пластовое давление находится на уровне начального [5,6].

Объект Б1+Б2 введен в разработку в 1986 году. Всего на объект пробурено пять скважин, еще семь скважин были в разное время приобщены с объектом С1т. По состоянию на 01.01.2013 г. в эксплуатационном фонде числится 11 действующих добывающих скважин, из них 6 совместных (№№8, 17, 61, 63, 65, 66), две скважины находятся в освоении после бурения (№№67-2, 67-3). Действующий фонд добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом: 6 скважин оборудованы ЭЦН, пять – ШГН.

Накопленная за весь период разработки добыча нефти и жидкости составила 209 тыс.т и 475 тыс.т соответственно. Текущий КИН (по категории С1) составил 0.148 при утвержденном 0.445, отбор от НИЗ 33% при обводненности продукции 49%. Средний дебит по нефти – 12.4 т/сут, по жидкости – 24.3 т/сут.

Среднее пластовое давление снизилось на 10-15% относительно начального.

Объект С1т введен в разработку в 1997 году. На 01.01.2013 г. действующий фонд составляет шесть добывающих скважин, все работают совместно с пластом Б1+Б2. Накопленная за весь период разработки добыча нефти и жидкости составила 106 тыс.т и 162 тыс.т соответственно. Текущий КИН (по категории С1) составил 0.161 при утвержденном 0.229, отбор от НИЗ 70% при обводненности продукции 45%. Средний дебит по нефти – 4.9 т/сут, по жидкости – 8.8 т/сут. Среднее пластовое давление снизилось на 10-15% относительно начального. [7]

На протяжении последних пяти лет разработка Вишенского месторождения осуществляется на основании двух проектных документов.

В 2008 г. фактические уровни добычи нефти оказались на 36% (5 тыс.т) выше проектных, что вызвано проведением нескольких удачных ГТМ, связанных с оптимизацией работы скважин и реперфорациями. Это позволило увеличить дебит нефти (7.1 т/сут вместо 5.2 т/сут), но с другой стороны это сопровождалось существенным увеличением дебитов по жидкости. В связи с существенными отклонениями в 2008 г. было составлено Дополнение к технологической схеме, в рамках которой были скорректированы проектные уровни добычи и объемы бурения.

В 2009 г. существенных отклонений по добыче нефти не отмечается, вместе с тем фактические дебиты по нефти незначительно ниже проектных, но при этом дебиты по жидкости гораздо выше (26.1 т/сут против 10.2 т/сут). В 2010 г. было проведено еще несколько ГТМ, благодаря которым удалось повысить дебит нефти (7.8 т/сут против 5.4 т/сут) и снизить дебит жидкости (25.4 т/сут против 11.2 т/сут). Что привело к тому, что даже при не реализации проектного бурения (не пробурена одна скважина) фактические уровни добычи нефти на 29% (21.6 тыс.т вместо 16.8 тыс.т) превысили проектные. Проектный уровень добычи жидкости оказался превышен в два раза (70.4 тыс.т вместо 35.0 тыс.т). [11]

В 2011 г. была введена в эксплуатацию скважина, благодаря чему было достигнуто проектное количество добывающих скважин. Фактические уровни

										Лист
										20

добычи нефти соответствуют проектным, при этом уровень жидкости ниже проектного на 30%. В 2012 г. вместо запланированного бурения четырех скважин было пробурено три, одна из которых работает совместно на объекты Б1+Б2 и С1т. При этом превышение проектных уровней по нефти незначительно (68.1 тыс.т против 65.4 тыс.т), а обводненность стала ниже (46.6% вместо 67.7%).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению представлено в Приложении 4.

Карты текущих и накопленных отборов нефти и жидкости приведены на рисунках 11-16.

Мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи проводятся в соответствии с принятыми проектными решениями. Всего от проведения ГТМ за период с 2003 по 2012 гг. дополнительно добыто 26.5 тыс.т нефти. [9]

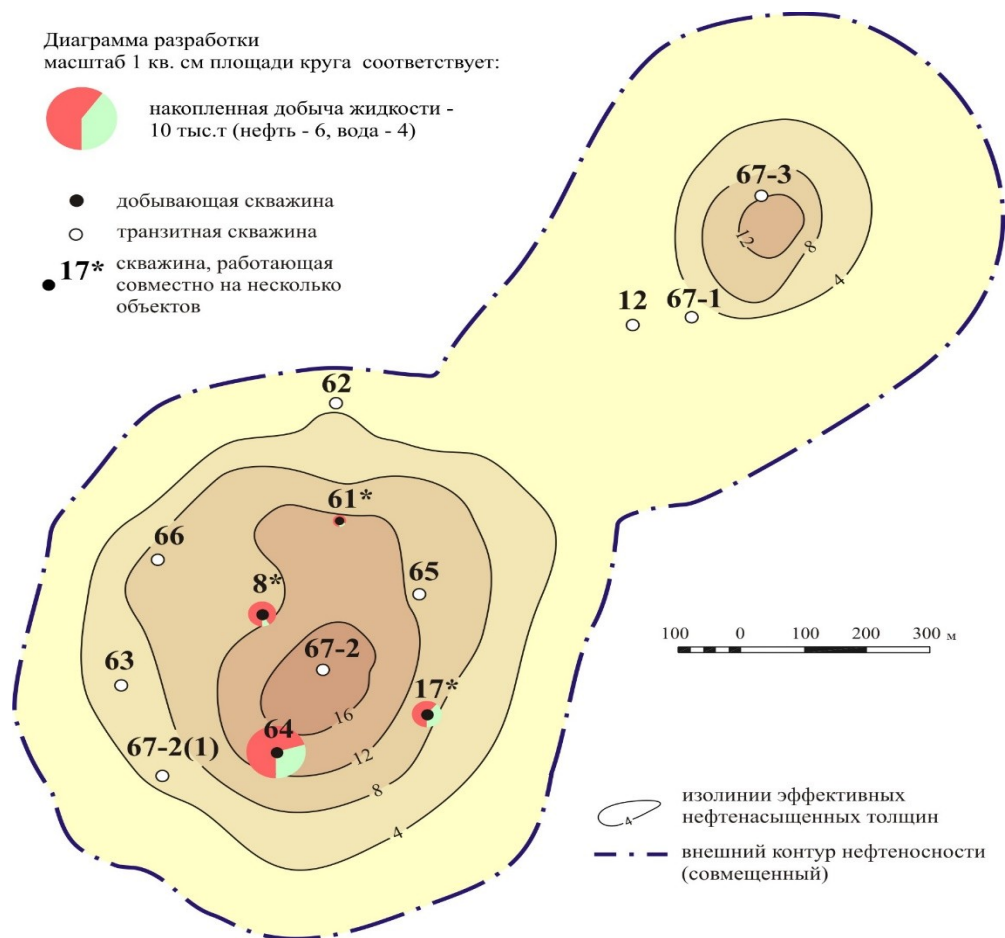



Рисунок 11 - Карта накопленных отборов жидкости на 01.01.2014 г. Объект

A₃+A₄

Диаграмма разработки
масштаб 1 кв. см площади круга соответствует:

 текущие отборы жидкости -
10 т/сут (нефть - 6, вода - 4)

● добывающая скважина

○ транзитная скважина

● 17* скважина, работающая
совместно на несколько
объектов

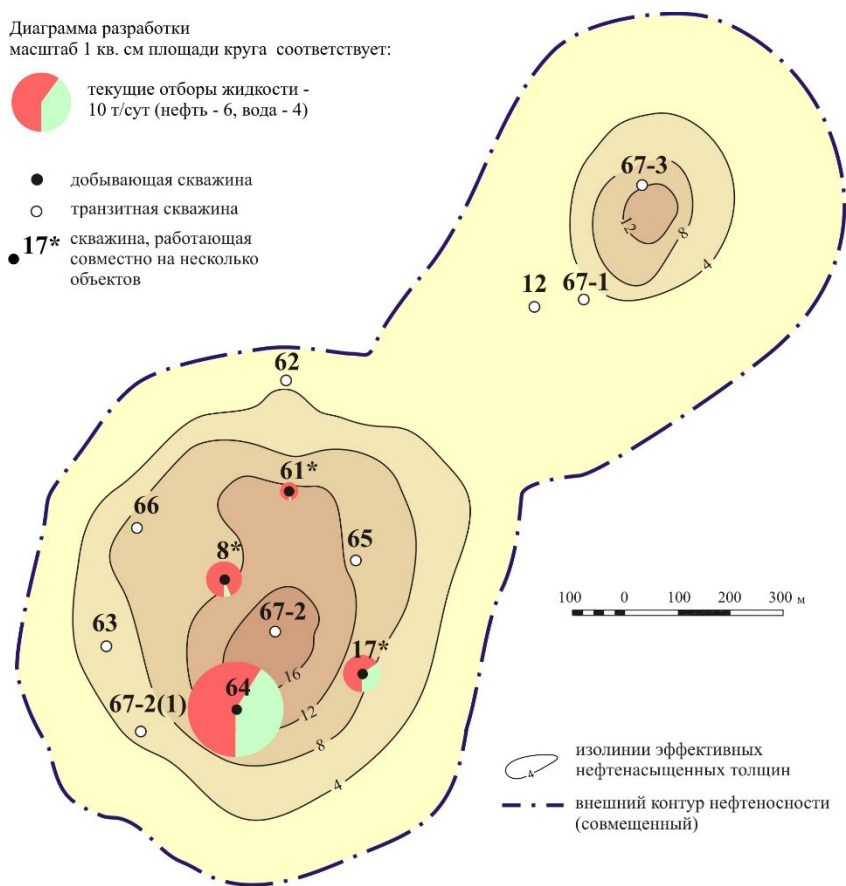



Рисунок 12 - Карта текущих отборов жидкости на 01.01.2014 г. Объект

A₃+A₄

Диаграмма разработки
масштаб 1 кв. см площади круга соответствует:

 накопленная добыча жидкости -
100 тыс.т (нефть - 60, вода - 40)

● добывающая скважина

○ транзитная скважина

● 17* скважина, работающая
совместно на несколько
объектов

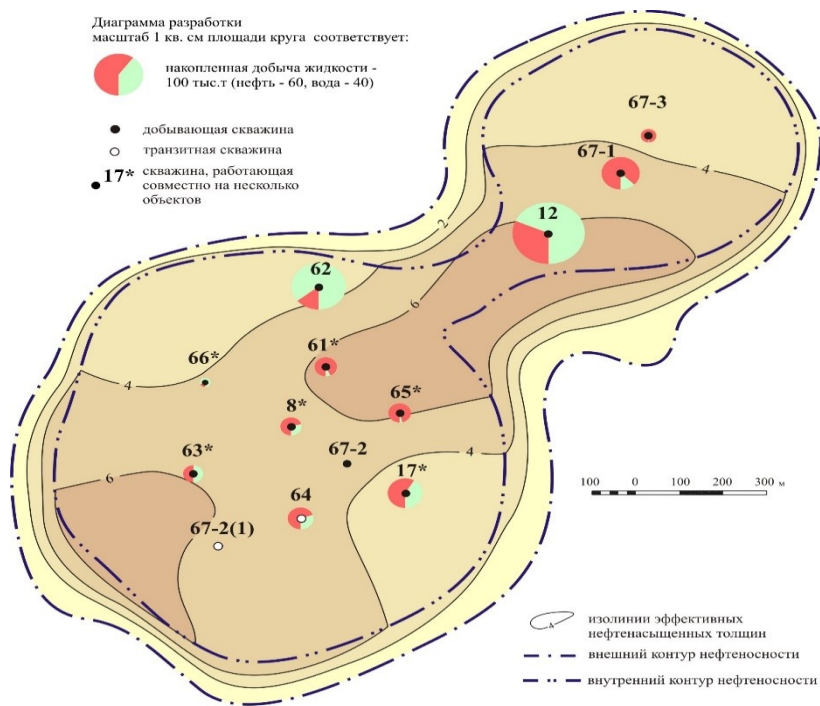


Рисунок 13 - Карта накопленных отборов жидкости на 01.01.2014 г.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата


21.02.01.ДП.248.21 ПЗ

Лист

22

Объект Б1+Б2

Диаграмма разработки
масштаб 1 кв. см площади круга соответствует:

-  текущие отборы жидкости - 100 т/сут (нефть - 60, вода - 40)
- добывающая скважина
- транзитная скважина
- 17* скважина, работающая совместно на несколько объектов

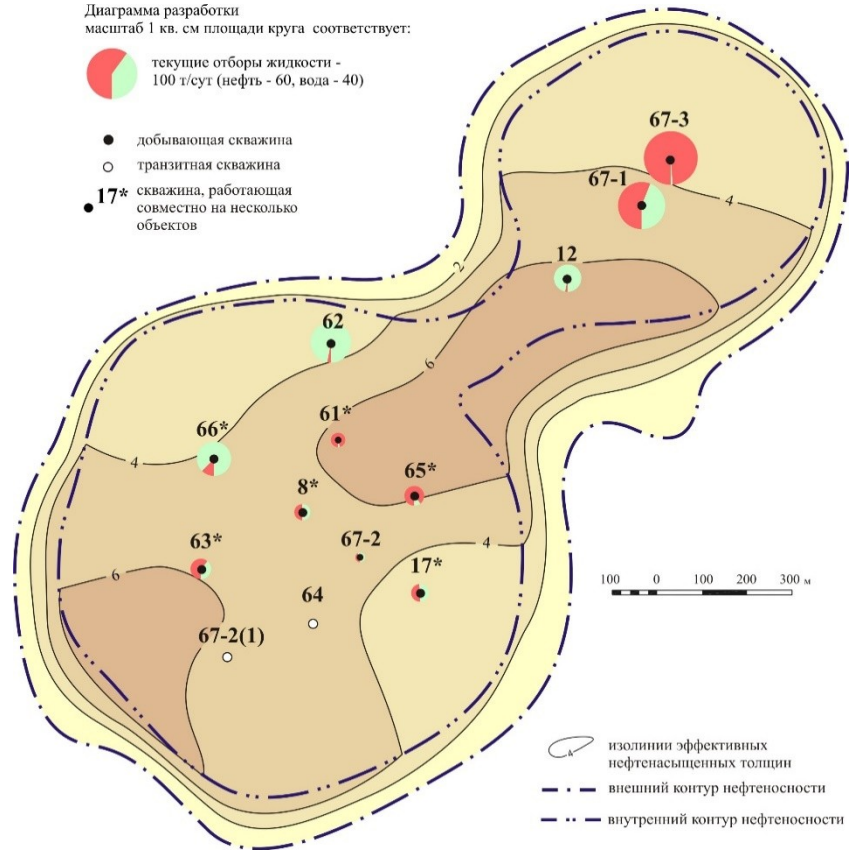



Рисунок 14 - Карта текущих отборов жидкости на 01.01.2014 г. Объект Б1+Б2

Диаграмма разработки
масштаб 1 кв. см площади круга соответствует:

-  накопленная добыча жидкости - 10 тыс.т (нефть - 6, вода - 4)
- добывающая скважина
- транзитная скважина
- 17* скважина, работающая совместно на несколько объектов

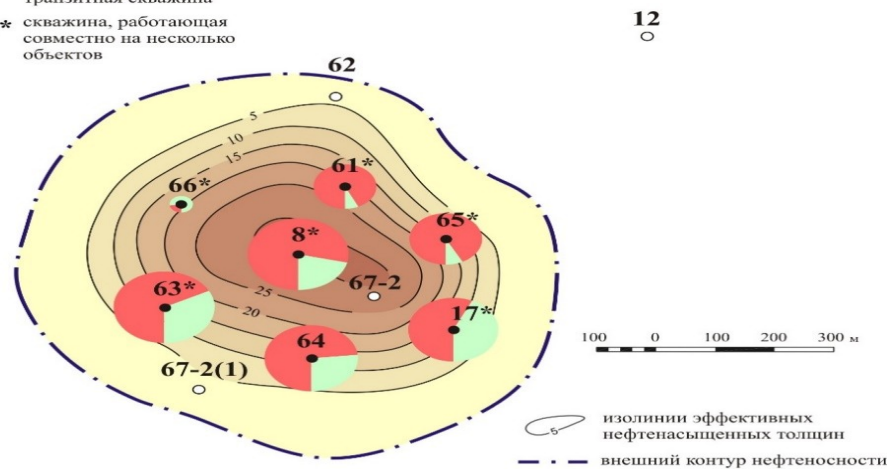


Рисунок 15 - Карта накопленных отборов жидкости на 01.01.2014 г.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

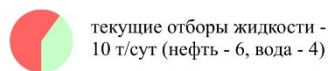
21.02.01.ДП.248.21 ПЗ

Лист

23

Объект С_{1t}

Диаграмма разработки
масштаб 1 кв. см площади круга соответствует:



- добывающая скважина
- транзитная скважина
- 17* скважина, работающая совместно на несколько объектов

12 ○

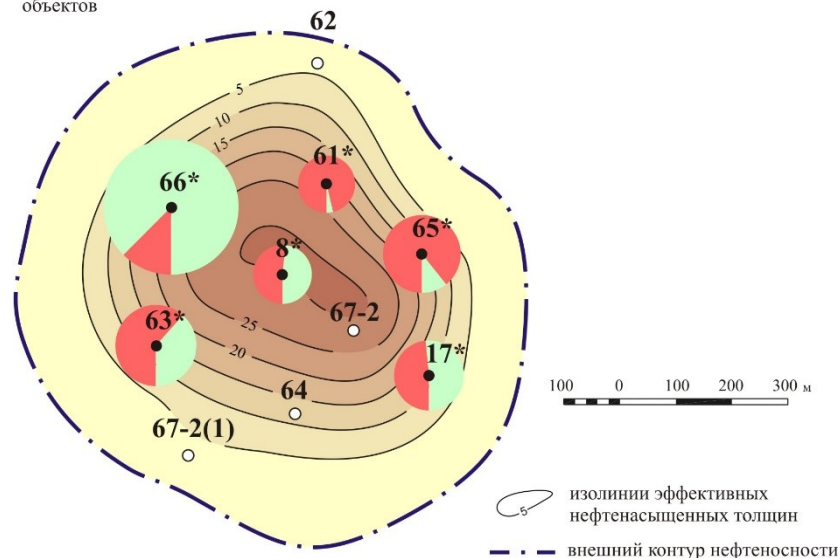


Рисунок 16 - Карта текущих отборов жидкости на 01.01.2014 г. Объект С_{1t}

2.2 Принципиальные положения проектного документа

Прогноз технологических показателей выполнен с использованием геолого-технологических моделей. Геологическое моделирование выполнено с помощью программного комплекса Petrel фирмы «Schlumberger». Гидродинамическое моделирование осуществлялось с использованием программных пакетов «Eclipse».

В настоящий момент в разработке находятся все продуктивные пласты месторождения за исключением пласта А₂. Учитывая, что с момента составления предыдущего проектного документа прошло всего два года основной задачей данной работы является не пересмотр принятых ранее проектных решений, а вовлечение в разработку запасов новой залежи.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
						24

С учетом требований методических рекомендаций по проектированию, на основании имеющихся представлений о геологическом строении месторождения в работе рассмотрен один вариант по объекту C_{1т} и по два варианта разработки по объектам A₂+A₃+A₄, B₁+B₂ и по месторождению в целом:

Вариант 1 – воспроизводит утвержденный предыдущим проектным документом вариант разработки;

Вариант 2 – проектные решения оптимизируются с учетом текущей выработки запасов и состояния фонда скважин.

Объект A₃+A₄

Вариант 1 (базовый) – представляет собой реализацию рекомендуемого варианта проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Вишенского месторождения» (2011 г.), который предусматривает следующие мероприятия:

- общий фонд – 11 добывающих скважин;
- перевод пяти скважин с нижележащих объектов (скв.12, 66, 67-2, 67-3, 84);
- бурение пяти боковых стволов из скв. №№ 17, 61, 63, 64, 65;
- оснащение оборудованием для ОРЭ в трех скважинах (скв.63, 64, 65);
- выполнение различных ГТМ, в т.ч. проведение ПТОС, СКО, ВИР и РИР;
- проектный срок разработки 64 года;
- накопленная добыча нефти – 206 тыс.т;
- достижение КИН - 0.291, K_{выт} – 0.400, K_{охв} – 0.728.

Вариант 2 – представляет собой модификацию базового варианта с учетом текущего распределения остаточных запасов нефти и состояния фонда скважин. В варианте предусматриваются следующие мероприятия:

- общий фонд – 11 добывающих скважин;
- перевод четырех скважин с нижележащих объектов (скв.12, 67-1, 67-2, 67-3);
- бурение четырех боковых стволов из скв.№№ 17, 61, 63, 64;
- оснащение оборудованием для ОРЭ в четырёх скважинах (скв.63, 64, 65,

- оснащение оборудованием для ОРЭ в четырёх скважинах (скв.63, 64, 65, 66);
- перевод под нагнетание скв.12;
- выполнение различных ГТМ, в т.ч. закачка составов, содержащих полимерные композиции, СКО, ВИР и РИР;
- проектный срок разработки 60 лет;
- накопленная добыча нефти – 1033 тыс.т;
- достижение КИН – 0.372. [13]

2.3 Анализ применения поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи пластов (Вишенское месторождение)

Одним из методов повышения нефтеотдачи пластов, способствующих снижению межфазного натяжения, увеличению эффективной проницаемости по нефти, отмыву пленочной нефти, гидрофилизации поверхности горной породы являются технологии с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Применение ПАВ как перспективного реагента для ПНП стало возможным после опубликования результатов экспериментальных и промысловых испытаний в США в 40-х гг. XX в. по использованию данных добавок при заводнении нефтяных пластов. Неопровержимым достоинством их внедрения является сохранение фильтрационных свойств продуктивных коллекторов и отсутствие негативного влияния на процессы транспортировки и подготовки нефти. В Российской Федерации большой объем внедрения технологий с применением ПАВ различной концентрации осуществлен на месторождениях Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири. Так, например, на Ромашкинском месторождении за счет внедрения водо- и маслорастворимых ПАВ добыто 2,9 млн т нефти. Эффективной оказалась также закачка водорастворимых ПАВ для первичного вытеснения нефти на терригенном коллекторе Ромашкинского месторождения – в среднем около 60 т дополнительно добытой нефти на одну тонну реагента. [10]

									Лист
						21.02.01.ДП.248.21 ПЗ			28

их областей применения по отношению к карбонатным коллекторам месторождения А (верейско-башкирский объект). Выбор данного месторождения обусловлен тем, что данный объект вступил в позднюю стадию разработки, а также характеризуется образованием многочисленных застойных зон, тупиков, слабо вырабатываемых участков и слоев с отличающимися по объемам значениями остаточных запасов нефти и промытых зон. Основные геолого-физические характеристики исследуемого объекта представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные геолого-физические характеристики исследуемого объекта

Параметр	Месторождение А (верейско-башкирский объект)
Средняя глубина залегания, м	- 1043
Пористость, %	16,0
Проницаемость, мД	121
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,9
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,39
Коэффициент расчлененности, д. ед.	10,33
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа•с	33,5
Минерализация воды, г/л	249,7
Газосодержание, м ³ /т	11,3
Начальное пластовое давление, МПа	11,9
Начальная пластовая температура, °С	25,7

2.4 Лабораторные исследования водных растворов ПАВ

Методология подбора ПАВ состояла из следующих этапов:

- изучение российского и зарубежного опыта применения ПАВ для

увеличения нефтеотдачи;

- оценка физико-химических и технологических свойств ПАВ в соответствии с требованиями Положений предприятия-недропользователя;
- оценка нефтевытесняющей способности ПАВ стандартизируемым методом на фильтрационной установке и экспресс-методом;
- расчет технологических и экономических показателей проекта.

Проведен комплекс исследований в свободном объеме, включающий в себя оценку внешнего вида состава ПАВ; определение физико-химических свойств реагентов (плотности, температуры застывания, массовую долю активного вещества); определение стабильности ПАВ при воздействии с пластовыми флюидами (вода и нефть обозначенных объектов); определение технологических свойств составов в условиях проведения работ (коррозионная агрессивность раствора ПАВ). Результаты исследований представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты исследований в свободном объеме, включающий в себя оценку внешнего вида состава ПАВ

Параметр	Неонол АФ 9-6	Atren SA-1	Биксол	Сульфрен-35	ОП-10
Внешний вид	Однородная не расслаивающаяся на фазы бесцветная жидкость, без взвешенных и оседающих частиц				
Температура застывания, °С	-15	Менее -50	Менее -50	-25	-15
Плотность, г/см ³	1,045	0,957	1,008	1,048	1,089
Массовая доля активного вещества, %	93,06	32,89	32,34	10,71	10,20
Коррозионная агрессивность раствора ПАВ,	0,032	0,025	0,015	0,028	0,018

г/см ³ •час					
------------------------	--	--	--	--	--

Окончание таблицы 2

Совместимость раствора ПАВ с нефтью	Совместимо				
Совместимость раствора ПАВ с пластовой водой	Наличие геля	Совместимо			

Процесс исследования совместимости ПАВ с пластовой водой заключался в следующем. Для испытания готовили 0,1; 0,5; 1,0; 2,0 % растворы ПАВ в минерализованной пластовой воде месторождения А. Выдержка растворов ПАВ после приготовления производилась в течение 24 часов. Изготовленный состав удовлетворяет условиям, если после взаимодействия с пластовой водой не происходит выпадения осадка и расслоения. На основании проведенных исследований отмечается образование прозрачного раствора со всеми исследуемыми ПАВ кроме Неолон АФ 9-6, где наблюдается наличие геля. Процесс исследования совместимости нефти и ПАВ заключался в приготовлении растворов ПАВ аналогичной концентрации и выдерживании их в течение суток после перемешивания с нефтью. По результатам исследований все исследуемые составы признаны совместимыми, расслоений и осадков не выявлено [15].

Далее производилось вычисление межфазного натяжения растворов ПАВ на границе с нефтью. Определение поверхностного натяжения производилось с помощью специального прибора – сталагмометр «Рубин-02 А». Значения межфазного натяжения определялись согласно методу отрыва капли по ГОСТ Р 50097-92. Результаты исследований межфазного натяжения представлены на рисунке 17.

					21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист 32
--	--	--	--	--	-----------------------	------------

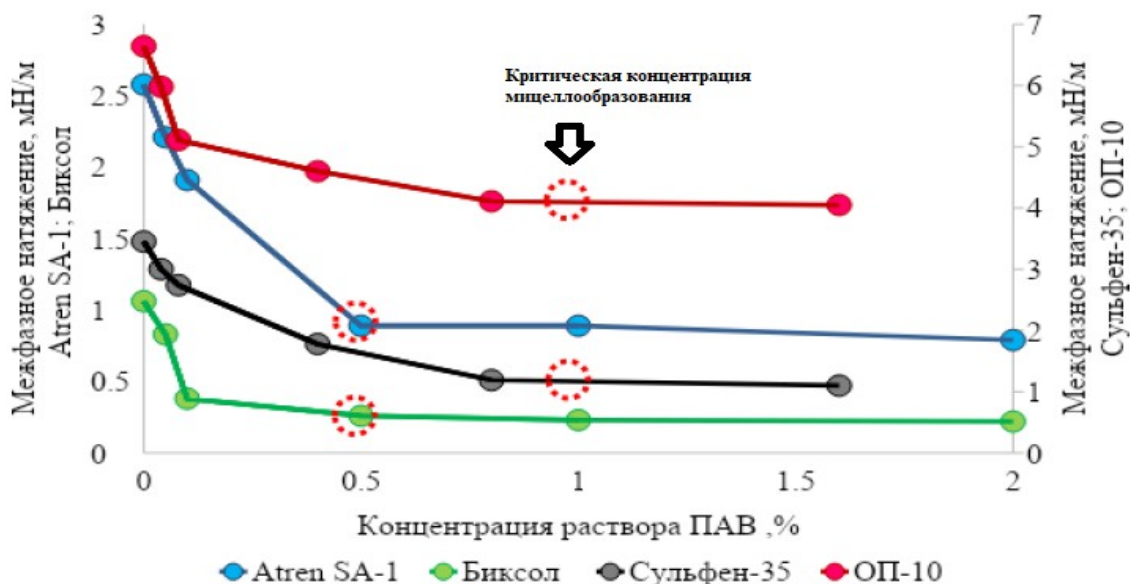


Рисунок 17 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ в растворе

На основании анализа графиков зависимости межфазного натяжения от концентрации ПАВ установлено, что в растворах всех исследуемых ПАВ существует некоторая насыщенность, после достижения которой при добавлении в состав ПАВ плотность вещества на границе раздела фаз остается постоянной – это критическая концентрация мицеллообразования (ККМ). Эта концентрация поверхностно-активных веществ является достаточной для достижения эффекта снижения межфазного натяжения на границе нефть/раствор ПАВ. По результатам исследований границы раздела фаз установлено, что растворы ПАВ в рабочих концентрациях обеспечивают снижение поверхностной энергии на границе с нефтью более чем на 30 % по сравнению с силой натяжения без применения реагента.

С целью определения основных коллекторских свойств горных пород фильтрационные исследования образцов керна производились с учетом термобарических условий залегания данных пород на установках УИК-5ВГ и AFS-300. При проведении фильтрационных испытаний использовались карбонатные образцы керна с эффективной проницаемостью по нефти в

диапазоне от $63,4 \cdot 10^{-3}$ до $541,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Последовательность выполнения работ на фильтрационной установке тестируемых растворов следующий:

1) образец помещается в установку AFS-300, где производится моделирование пластовых условий;

2) насыщение образца моделью пластовой нефти путем ее фильтрации через керн со скоростью 0,1 см³/мин в количестве не менее трех объемов пустотного пространства образца;

3) выдержка насыщенного образца керна при термобарических условиях пласта в течение не менее суток для стабилизации свойств системы флюид–порода;

4) определение фазовой проницаемости по нефти керновых образцов с остаточной водонасыщенностью в прямом направлении «пласт–скважина» при создании пластового давления;

5) закачка вытесняющего агента (пластовой воды с раствором ПАВ) с расходом 0,1 см³/мин в прямом направлении через нефтенасыщенный керновый образец с остаточной водонасыщенностью;

6) непрерывное нагнетание вытесняющего агента до полного обводнения выходящей жидкости (порядка 3–5 объемов порового пространства образца);

7) создание фильтрации вытесняющего раствора жидкости в количестве двух объемов пор при скорости не менее 1 см³/мин;

8) измерение объема дегазированной нефти с помощью специальной мерной бюретки;

9) вычисление коэффициента вытеснения нефти (β) агентом:

$$\beta = \frac{V_n}{V_{нач}} \quad (1)$$

где: β – коэффициент вытеснения нефти агентом;

$V_{нач}$ – первоначальный содержащийся в керне объем нефти: определяется как разность объемов пустот и остаточной воды, приведенных к пластовым условиям;

V_n — объем нефти, вытесненной из составных керновых образцов в ходе проведения фильтрационных испытаний. [12]

Также, ввиду длительности и дорогостоящей процедуры проведения фильтрационных испытаний, были проведены исследования экспресс-метода оценки эффективности нефтевытесняющей способности ПАВ. Сущность испытаний заключается в следующем. Нефтеотмывающая способность ПАВ определяется методом центрифугирования. Для этого предварительно в течение 24 ч при пластовой температуре и давлении произведено насыщение нефтью мраморной крошки, моделирующей состав карбонатного коллектора. По истечении суток контрольный объем (5 г) насыщенной нефтью мраморной крошки был помещен в проградуированную пробирку диаметром 10 мм (рисунок 18). Далее производилось заполнение емкости раствором исследуемого ПАВ в объеме 6 мл. Центрифугирование проводится в три этапа по 15 мин с частотой вращения 1500 об/мин. После проведения опыта по градуированной шкале пробирки определяют объем нефти, вытесненной из образца. В качестве объектов исследования выступили водные растворы с концентрацией ПАВ 0,1; 0,5; 1,0; 2,0 для определения эффективности действия экспресс-метода, а также определения качественных и количественных различий в полученных результатах (рисунок 19). На основе анализа полученных результатов исследований наибольшее вытеснение нефти водным раствором ПАВ при его минимальных затратах получено при концентрации, равной критической концентрации мицеллообразования [15].

подтверждает корреляционную зависимость определения коэффициента вытеснения нефти данными методами (рисунок 20). Также выполнено сравнение данных двух методов по определению коэффициента вытеснения путем суммирования затрат времени (ресурсов) производства работ. Оценка времени производилась по каждой отдельно взятой операции в необходимой последовательности выполнения работ. Предлагаемый экспресс-метод оценки моющей способности ПАВ является менее трудозатратным процессом: в среднем экономия времени составляет 48 ч на одного человека. Таким образом, экспресс-метод определения моющей способности ПАВ является более экономно-ресурсным, однако имеет более низкую точность, чем стандартные фильтрационные испытания по ОСТ 39-195-86, что подтверждается сопоставлением результатов исследований данных двух методов (рисунок 20).

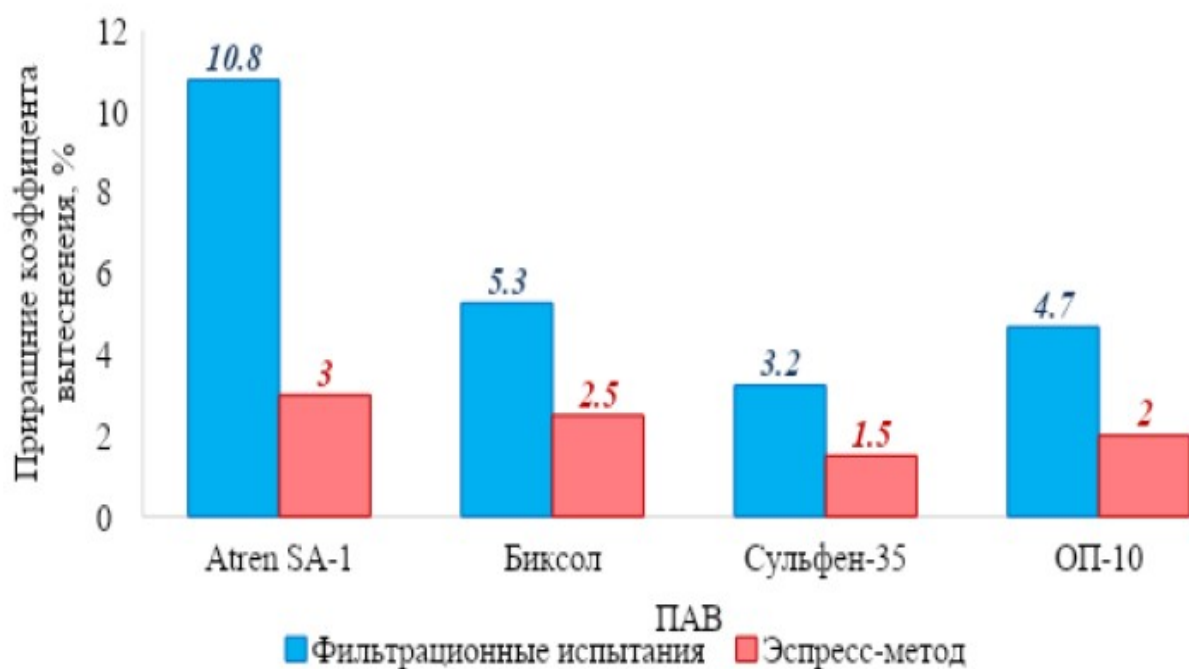


Рисунок 20 - Сопоставление результатов определения коэффициента вытеснения на фильтрационной установке и экспресс-метода

Конечным результатом проведенных исследований стало определение наиболее эффективного состава ПАВ для вытеснения нефти, а также определение экономической эффективности от применения определенного ПАВ в системе

заводнения с последующим проведением опытно-промышленных испытаний на верейско-башкирском горизонте месторождения А. Таким образом, предложенная методология выбора состава ПАВ возможна для внедрения в локальные нормативные документы предприятия-недропользователя и использования с целью подбора необходимого реагента для увеличения нефтеизвлечения. [14]

									Лист
								21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

3 Технический раздел

3.1 Техника, технология и организация закачки ПАВ

Техника, технология и организация закачки поверхностно-активных веществ достаточно просты. Доля капитальных вложений в систему закачки и хранения ПАВ в общих капитальных вложениях в обустройство не превышает нескольких процентов, а изменение себестоимости добываемой нефти зависит от расходов на реагент, которые составляют около 15% от общей суммы эксплуатационных затрат. Можно выделить следующие технологические этапы и процессы, связанные с внедрением ПАВ:

- магистральный транспорт реагента или его составляющих;
- централизованное хранение;
- доставка к дозирочным установкам или к скважинам;
- подготовка скважин, водоводов и другого оборудования к закачке растворов ПАВ;
- исследования скважин и пластов;
- смешение и подогрев реагентов на дозирочной установке, на скважине либо на других промысловых объектах;
- дозировка и подача ПАВ в нагнетаемую воду;
- закачка раствора ПАВ в нефтяной пласт;
- контроль за процессом закачки и управление им.

Кроме этого в промысловых условиях проводятся лабораторные испытания поступающих для закачки реагентов: определение растворимости ПАВ в воде; изменение поверхностного натяжения на поверхности раздела раствор ПАВ-нефть, определение адсорбции ПАВ на поверхности породы. Важно также организовать контроль за концентрацией ПАВ в продукции добывающих скважин, главным образом в водной фазе [16].

Основной вид магистрального транспорта ПАВ от мест производства до

									Лист
									39

нефтедобывающего региона - железнодорожный. Трубопроводный транспорт практически исключается из-за относительно малых объемов перевозки. Например, даже 100%-ное внедрение технологии долговременного дозирования ПАВ типа ОП-10 на объектах поддержания пластового давления крупного нефтяного месторождения связано с расходом нескольких десятков тысяч тонн реагента в год. Импульсная закачка концентрированных растворов ПАВ требует в принципе более высоких темпов доставки, но малая продолжительность процесса также делает нецелесообразным, за редким исключением, сооружение специального трубопровода. Помимо железнодорожного транспорта ПАВ до места потребления могут доставляться, хоть и в меньшей степени, водным, автомобильным и даже авиационным. Поставка осуществляется в цистернах, металлических блоках вместимостью 300 л и в картонных барабанах [17].

Централизованное хранение ПАВ осуществляется либо в пределах нефтедобывающего региона, либо в непосредственной близости от него, например, у железной дороги или водной артерии. Централизованная база по хранению, приему и отпуску ПАВ, которая, как правило, обслуживает один нефтяной район, при необходимости оборудуется средствами разогрева и перекачки реагента, обогреваемыми резервуарами и т. д. Запасы, создаваемые на базах хранения, определяются объемом потребления и применяемой на месторождении технологией закачки в соответствии с существующими нормативами.

Реагенты, предназначенные для закачки в пласт, могут храниться совместно с другими реагентами либо на специализированных базах.

Доставка ПАВ от баз хранения к дозировочным установкам на кустовой насосной станции (КНС) или непосредственно к скважинам, как правило, осуществляется автомобильным транспортом.

При внедрении ПАВ на первом этапе заводнения подготовительные работы на промысле сводятся, в основном, к некоторой модернизации процесса освоения нагнетательных скважин, связанной с использованием в этом процессе водного

								21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
									40

дальнейшем поддерживается 0,05%-ное содержание реагента. После закачки в пласт раствора ПАВ типа ОП-10 в количестве 0,5% порового объема рекомендуется использовать раствор смеси ПАВ неионогенного и анионного класса. [15,16]

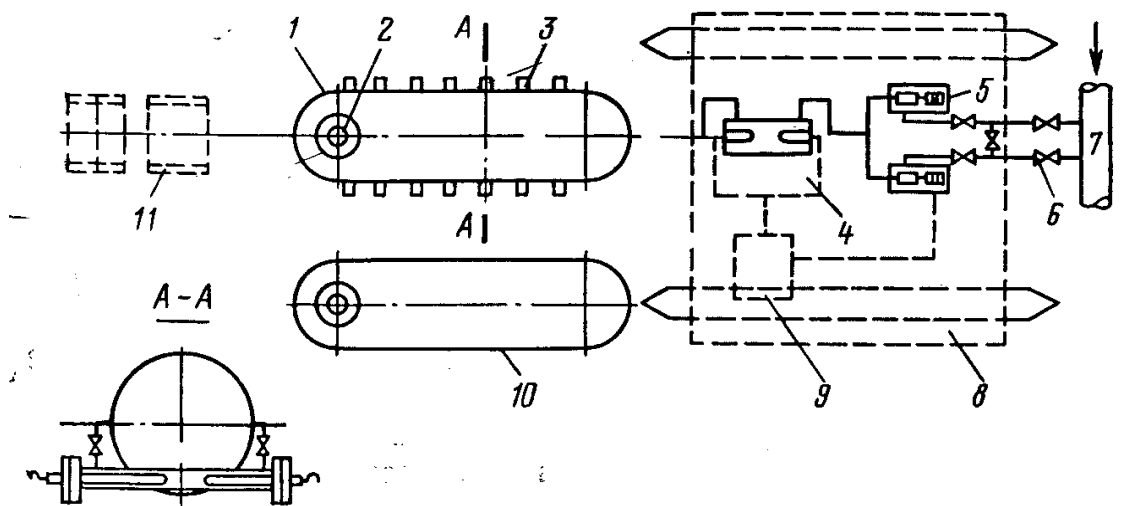


Рисунок 21 - Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ: 1 - рабочая емкость для ПАВ; 2 - загрузочный люк; 3 -электронагреватели; 4 - электронагреватели в блочной дозирующей установке; 5 - дозировочные насосы; 6 - запорно-регулирующая арматура; 7 - напорный коллектор от КНС (БКНС); 8 - основание блочной установки; 9 - станция управления; 10 - резервная емкость; 11 - эстакада для слива ПАВ.

Основной элемент технологической схемы закачки раствора ПАВ дозировочная установка (рисунок 22), предназначенная для разогрева, слива и приготовления водных растворов высоковязких ПАВ, поступающих на КНС, скважину или другой промышленный объект. Для разогрева реагента (рисунок 23) металлические бочки вместе с хим. реагентом пакуются в камеру установки и нагреваются при помощи блока электронагревателей, что обеспечивает слив разжиженного реагента из предварительно открытых сливных отверстий в нижние баки [17].

Смешение реагента с водой проводится в верхнем баке-смесителе, предварительно заполненном необходимым объемом воды и ПАВ, путем циркуляции в замкнутой цепи «насос, вентиль, смеситель, вентили, насос». Подготовленный таким образом разбавленный до 40-80% раствор ПАВ подается на прием дозирующего насоса и далее в линию закачки с подачей, обеспечивающей получение необходимой концентрации реагента в нагнетаемой в пласт воде. Дозировка может осуществляться как на прием основных насосов КНС, так и на выкид. В первом случае применяются дозирочные насосы на давление 5-6 МПа, во втором - на давление до 20 МПа и более. Описываемая дозаторная установка позволяет подавать ПАВ без предварительного разбавления, а также создавать необходимый запас раствора ПАВ в резервных емкостях. Попеременное подключение емкостей обеспечивает непрерывность процесса [15].

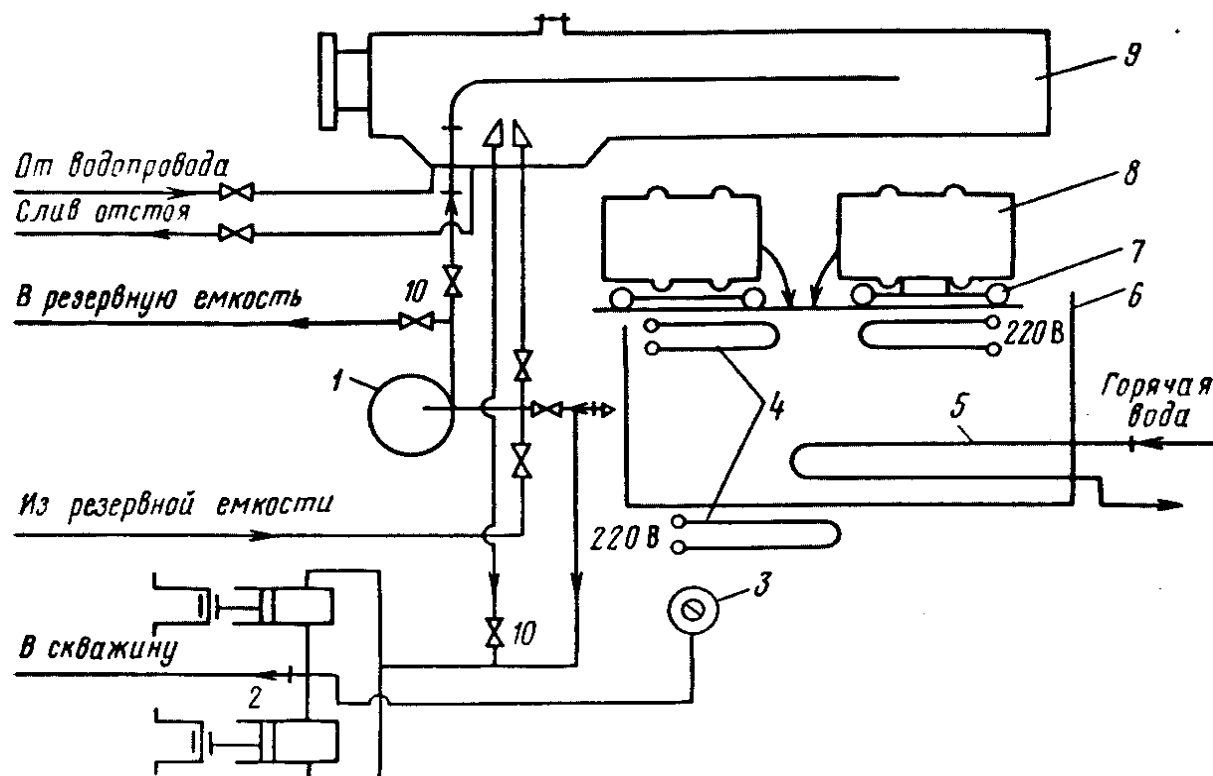


Рисунок 22 - Схема дозаторной установки БДУ-3: 1 - насос; 2 - дозаторный насос; 3 - манометр; 4 - электроагрегаты; 5 - змеевик; 6-бак; 7-ролики; 8 - тележка; 9 - бак-смеситель; 10 – вентили.

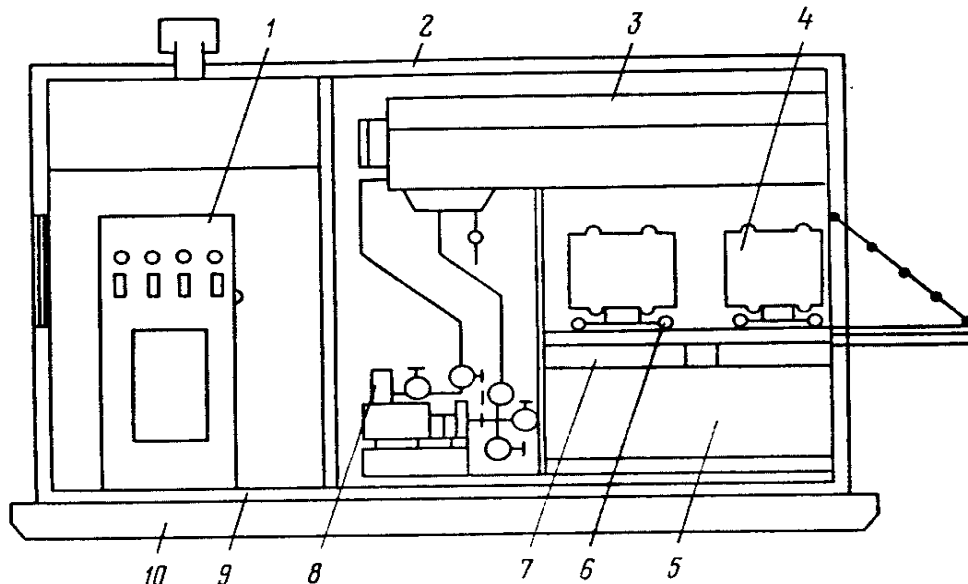


Рисунок 23 - Блочная дозирочная установка для подготовки раствора ПАВ: 1- электрошкаф; 2 - корпус будки; 3 - верхний бак - смеситель; 4 - тележка; 5 - нижние баки; 6 - ролики; 7 - электронагреватели; 8 -центробежный насос; 9 - стенка будки с термоизолирующим материалом; 10 - платформа саней.

Технология закачки слабоконцентрированных растворов ПАВ связана с многолетними сроками дозирования, требует специального обслуживания, что в условиях автоматического режима работы КНС не всегда удобно. В этом отношении импульсная (разовая) закачка малообъемной оторочки большой концентрации имеет несомненные технологические преимущества, так как реализуется в течение нескольких дней. В Татарии, например, перспективной считается закачка 5%-ных растворов ПАВ типа ОП-10. Принципиально это можно осуществить при помощи тех же технических средств. Еще более концентрированные растворы можно закачивать в скважину по схеме, показанной на рисунке 24. По данной схеме синтез и формирование концентрированного раствора ПАВ осуществляется непосредственно в полости скважины и призабойной зоне пласта. Алки-лированная серная кислота закачивается в скважину из автоцистерн через приемо-раздаточную гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов агрегатами типа 4АН-700. Пенореагент подается в скважину также при помощи агрегатов типа 4АН-700 через приемо-раздаточную

гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов, в котором происходит контактирование и смешение пенореагента с алкилированной серной кислотой. Линии высокого давления оснащаются обратными клапанами, а блок манифольдов - манометром и предохранительным клапаном. Приемные и нагнетательные линии подвергаются опрессовке под давлением, превышающим рабочее давление нагнетания; линии высокого давления, блок манифольдов и обвязка устья скважины спрессовываются с использованием одной пары агрегатов 4АН-700, а приемные линии — при помощи центробежных насосов [16,17].

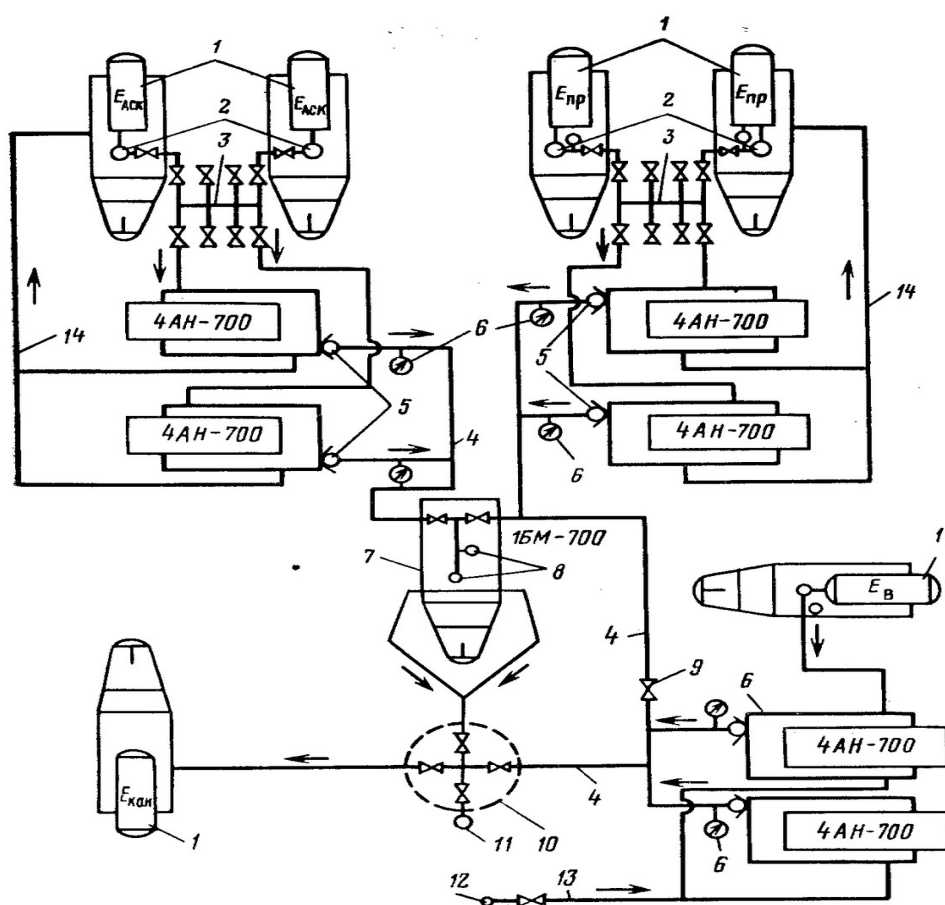


Рисунок 24 - Схема закачки концентрированного раствора ПАВ (АСС) на устье нагнетательной скважины: 1- автоцистерны; 2 - центробежные насосы; 3 - приемо-раздаточные гребенки; 4 - линии высокого давления; 5 - обратные клапаны; 6 - манометры; 7 - блок манифольдов 16М-700; 8 - клапан; 9 - задвижка; 10 - обвязка устья; 11 - скважина; 12 - водовод; 13 - линия от водовода; 14 - линии для прокачки агрегатов «на себя».

При опрессовке высоконапорных линий задвижка 9 и краны блока манифольдов IBM-700 открываются, а центральная устьевая задвижка на скважине закрывается (см. рисунок 24). Вода при этом подается на прием агрегатов из водовода или автоцистерны. Давление опрессовки контролируется манометрами. Перед закачкой реагентов в скважину определяется приемистость скважины по воде. Для этого задвижка блока закрывается, а центральная устьевая задвижка скважины открывается; нагнетание воды агрегатом проводится, по возможности, на различных режимах. После исследования приемистости скважины переходят к основному процессу, на первом этапе которого в скважину подается только пенореагент из цистерн при помощи агрегатов. На следующем этапе в скважину закачивается расчетное количество смеси исходных реагентов, а затем снова создается буферный слой из 1-2 м³ пенореагента. Полученная таким образом трехслойная оторочка под высоким давлением проталкивается в удаленную от скважины часть пласта при помощи агрегатов. Количество воды, закачиваемой под высоким давлением, находится из расчета 20 м³ на 1м работающей мощности пласта. На заключительной стадии скважина подключается к кустовой насосной станции системы ППД нефтяного промысла. Надо заметить, что описанный порядок и методика закачки алкилсульфатной смеси является отражением одного из вариантов технологии метода. Оптимальный вариант технологии можно установить после проведения необходимого количества промысловых исследований. Например, при использовании метода циклической или перемежающейся закачки ПАВ, который заключается в многократном чередовании циклов закачки концентрированного раствора ПАВ и воды, оптимальной может быть технология, предусматривающая наличие на объекте закачки (скважина или КНС) определенного полустационарного парка емкостей для хим. реагентов, либо складирование поступающих в мелкой таре ПАВ.

						21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

4 Охрана труда и окружающей среды

4.1 Охрана труда и техника безопасности

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности на нефтегазодобывающих предприятиях следует руководствоваться «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности», «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий» и настоящими Нормами.

Вопросы охраны труда, техники безопасности и промсанитарии в проектах должны быть выделены в отдельный раздел.

В качестве основных мероприятий по охране труда и технике безопасности в проектах следует предусматривать:

- полную герметизацию всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;
- выбор оборудования из условия максимально возможного давления в нем, а для оборудования на открытых площадках - с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время;
- обеспечение противопожарных разрывов между оборудованием и другими сооружениями в соответствии с требованиями настоящих Норм;
- мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров товарных нефтей;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках согласно перечню, утвержденному Миннефтепромом;
- размещение электрооборудования (электродвигателей) во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;

- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации;
- контроль, автоматизацию и управление технологическими процессом с диспетчерского пункта в соответствии с «Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий Миннефтепрома»;
- блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;
- механизацию трудоемких процессов при производстве ремонтных работ технологического оборудования.

В помещениях со взрывоопасными средами необходимо предусматривать установку сигнализаторов и газоанализаторов до взрывных концентраций в соответствии с «Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности» Миннефтепрома.

Для обслуживающего персонала объектов нефтегазодобывающего предприятия необходимо предусматривать бытовые помещения (гардеробные, помещения для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

На удаленных от ДНС, ЦПС кустах скважин на одном из них должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала. [17]

4.2 Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды должны включать:

- мероприятия по рациональному использованию и охране земель, отводимых под строительство, лесов, водоемов и почвы;
- мероприятия по охране от загрязнения атмосферного воздуха промышленными выбросами;

- мероприятия по охране водоемов и улучшению использования природных ресурсов.

Указанные мероприятия должны разрабатываться в соответствии с требованиями:

- постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР № 898 от 29.12.72 «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов»;

- постановления Верховного Совета СССР от 20.09.72 «О мерах по дальнейшему улучшению охраны природы и рациональному использованию природных ресурсов»;

- Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик;

- «Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами»;

- «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий»;

- «Норм отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин»;

- «Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов»;

- «Положения о порядке использования и охране подземных вод на территории СССР»;

- «Временной инструкции по проектированию сооружений для очистки поверхностных сточных вод»;

- «Указаний по расчету рассеивания в атмосфере вредных выбросов предприятий»;

- «Санитарных правил организаций технологических процессов и гигиенических требований к производственному оборудованию»;

- «Инструкции по безопасному ведению работ по разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ» Госгортехнадзора СССР;

- «Рекомендаций по выбору материалов, термообработке и применению труб на месторождениях газа, содержащего сероводород» Мингазпрома;
- «Нормами проектирования промышленных стальных трубопроводов» Миннефтепрома и других нормативных и руководящих документов Госстроя СССР и Миннефтепрома.

Резервуарные парки нефти и нефтепродуктов ЦПС, УПН, ПС, очистных сооружений пластовых и сточных вод, расположенные в прибрежной полосе водных объектов, должны размещаться на расстоянии не менее 200 м от уреза воды (при максимальном уровне). При размещении резервуарных парков на расстоянии менее 200 м от уреза воды в реке следует учитывать требования СНиП «Склады нефти и нефтепродуктов».

При проектировании трубопроводов сбора и транспорта нефти и газа, пластовых и сточных вод, высоконапорных трубопроводов систем заводнения следует руководствоваться «Нормами проектирования промышленных стальных трубопроводов» Миннефтепрома.

Для охраны атмосферного воздуха от загрязнений следует предусматривать:

- герметизацию технологических процессов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и пластовой воды;
- утилизацию нефтяного газа;
- направление газообразных сред на факел для сжигания при разгрузке и продувке аппаратов;
- предотвращение выбросов в атмосферу окиси углерода, сернистого ангидрида и других вредных веществ, получающихся при сжигании сбросных газов на факеле в размерах, превышающих ПДК;
- снижение загазованности рабочей зоны при перекачках сжиженных газов и сред, насыщенных растворенными углеводородными газами, за счет преимущественного применения насосов, системы уплотнения валов которых практически исключают утечку перекачиваемых сред (двойные торцовые уплотнения, сальниковые уплотнения с подачей уплотнительной жидкости и др.);

											Лист
										21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	50

- при технико-экономическом обосновании - очистку газа от сероводорода и меркаптанов, утилизацию получаемых при этом «кислых» газов с элементарной серой.

4.3 Охрана земель и водоемов

Рациональное использование и охрана земель должна обеспечиваться следующими мероприятиями:

- соблюдением нормативов плотности застройки;
- использованием для строительства территорий, считающихся малопригодными для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования;
- прокладкой коммуникаций в коридорах с минимально допустимыми по нормам расстояниями между ними;
- локализацией загрязнений непосредственно на месте образования;
- применением для защиты трубопроводов от почвенной коррозии наряду с наружной защитой катодной поляризации;
- контролем качества сварных стыков физическими и радиографическими методами;
- организацией учета забираемой и возвращаемой воды;
- в системе сброса стоков должны предусматриваться приспособления для отбора проб и учета количества поступающих сточных вод;
- санитарно-защитными зонами для сооружений канализации в соответствии с требованиями раздела 8 «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий»;
- строительством очистных сооружений сточных вод и канализования объектов с учетом количества, качественного состава и режима отведения сточных вод.

С целью защиты почвы от ветровой и водной эрозии должны предусматриваться:

- трамбовка и планировка грунта при засыпке траншей после укладки трубопроводов;
- организованный отвод поверхностных вод с территории площадок;
- крепление береговых откосов на переходах трубопроводов через водные преграды.

С целью защиты от загрязнения поверхности земли и водоемов проектом должны предусматриваться:

- напорная герметизированная схема сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, полностью исключая при нормальном технологическом режиме возможность загрязнения окружающей среды и попадания продукции нефтяных скважин в водоемы;
- обваловка площадок устьев скважин по периметру земельным валом с целью локализации загрязнений при авариях;
- размещение технологического оборудования на канализуемых площадках;
- организация зон санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводных сооружений;
- устройство противофильтрационных экранов для прудов-накопителей, прудов-испарителей и других аналогичных объектов;
- сбор загрязненных стоков при ремонте скважины с применением инвентарных поддонов и емкостей.

При решении вопроса канализации, очистки и обезвреживания сточных вод должны рассматриваться возможность и целесообразность использования очищенных сточных вод в системах оборотного водоснабжения и повторного использования для технического водоснабжения данного или других предприятий.

Проектные решения по канализованию и очистке бытовых и производственно-дождевых сточных вод не должны предусматривать сброс их в водоемы без очистки. [17]

Заключение

В работе обозначена актуальная проблема – процесс подбора технологии ПАВ для эффективного применения в системе заводнения с целью достижения наибольшей нефтеотдачи пластов. Проанализированы составы, нашедшие активное промышленное применение на Вишенском месторождении и за ее пределами. Проведена оценка физико-химических и технологических свойств ПАВ российского производства в соответствии с требованиями Положений предприятия-недропользователя и определена пригодность химических реагентов к дальнейшему применению. По результатам проведенных исследований сформирован методологический подход подбора ПАВ, а также получены результаты определения коэффициента вытеснения нефти его водным раствором на образцах керна, отобранных с месторождения Мелекесского района. Определение коэффициента вытеснения является важной задачей, потому как он напрямую связан с нефтенасыщенностью пласта и играет важную роль для оценки продуктивности горизонта и определения коэффициента извлечения нефти. Предложен экспресс-метод оценки нефтевытесняющей способности ПАВ, являющийся более экономичным и менее энергозатратным по сравнению со стандартными фильтрационными исследованиями. По результатам проведения фильтрационных испытаний на керне установлено, что предлагаемый метод сопоставим с проведенными исследованиями. В целом предложенная методология выбора ПАВ возможна для внедрения в локальные нормативные документы предприятия-недропользователя и использования с целью подбора необходимого реагента для увеличения нефтеотдачи.

Список используемых источников

1) Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888).

2) «Технологическая схема разработки Вишенского месторождения», выполнена ОАО «ВНИИнефть» в 1995 году.

3) Анализ состояния и прогноз технико-экономических показателей разработки лицензионных объектов ОАО «Ульяновскнефтеотдача» в 1999 г. (ОАО «ВНИИнефть»). В данном технологическом документе были проведены расчеты по добыче нефти на перспективу, утвержден ЦКР Минтопэнерго (Протокол ЦКР №2476 от 28.10.1999г.).

4) Технологическая схема разработки в 2001 г. выполнена институтом ТатНИПИнефть (протокол ЦКР Минэнерго России № 2737 от 25.10.2001 г.).

5) «Дополнение к Технологической схеме разработки Вишенского нефтяного месторождения», проект выполнен ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» в 2008 году и утвержден ТО ЦКР Роснедр по УР (Протокол №255 от 10.04.2008 г.).

6) «Дополнение к Технологической схеме разработки Вишенского нефтяного месторождения», выполнен ЗАО «ИНКОНКО» в 2011 году и утвержден ЦКР Роснедр по УВС (Протокол №5296 от 22.12.2011 г.)

7) Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 101–103.

8) Прочухан К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи.

Практический опыт применения отечественной технологии Щелочь-ПАВ-Полимер (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 50–54.

9) Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–34.

10) Жданов С.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений // Вестник Российской академии естественных наук. – 2017. – Т. 17. – № 5. – С. 8–10.

11) Фомкин А.В., Жданов С.А. Тенденции применения технологий повышения эффективности нефтеизвлечения // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 31–35.

12) Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – С. 22–26.

13) Муслимов Р.Х. Повышение роли методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении воспроизводства запасов нефти // Гео-ресурсы. – 2007. – № 3 (22). – С. 2–7.

14) Фомкин А.В., Жданов С.А. Анализ условий для внедрения методов увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Недропользование XXI век. – 2015. – № 7. – С. 96–105.

15) Перспективы повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов с использованием третичных методов на месторождениях АО «Зарубежнефть» А.В.Соловьев, М.М.Хайруллин, А.В.Жиров, И.С.Афанасьев, Г.Д. Федорченко // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 48–51.

16) Вязкоупругие водные растворы цвиттерионных поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.А. Расулов, А.А.М. Аль-мунтасер, Р.Р. Мингазов, Н.Ю. Башкирцева, Л.Ш. Сибгатуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 9. – С. 85–88.

17) Методические особенности проведения экспериментальных исследований по вытеснению нефти газовым и водогазовым воздействием / А.М.

										Лист
										55

Петраков, Ю.А. Егоров, И.А.Лебедев, Т.Л. Ненартович, В.А. Старковский // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 60–64.

					21.02.01.ДП.248.21 ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		