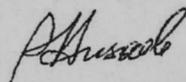


0-784024

На правах рукописи



НИЗАЕВ РАМИЛЬ ХАБУТДИНОВИЧ

**РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук

Бугульма – 2010

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

Научный консультант: доктор технических наук,
академик АН Республики Татарстан
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты:

- доктор технических наук, профессор
Золотухин Анатолий Борисович
- доктор технических наук
Газизов Айдар Алмазович
- доктор технических наук
Иктисанов Валерий Асхатович

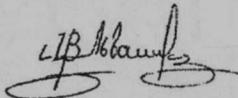
Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология»

Защита состоится **15 октября 2010 года в 14⁰⁰ часов** на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан 9 августа 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000727818

И.В. Львова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В настоящее время большинство крупнейших месторождений нефти вступило в позднюю стадию разработки, что обуславливает значительное снижение эффективности традиционных методов извлечения нефти из недр. Увеличивается доля запасов высоковязких нефтей. Именно поэтому в последние годы все большее внимание уделяется проблемам использования различных технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях истощенных объектов и высоковязких нефтей.

Запасы нефти относят к трудноизвлекаемым, если для их разработки необходимо привлекать повышенные финансовые, трудовые и материальные ресурсы, использовать нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование и специальные реагенты и материалы. В условиях месторождений Урало-Поволжья этим характеристикам отвечают запасы, заключенные в слабопроницаемых коллекторах (менее $0,05 \text{ мкм}^2$); в зонах контакта нефть-вода (водонефтяных зонах); содержащие высоковязкую нефть и т.д. К категории трудноизвлекаемых относятся также остаточные запасы нефти на месторождениях, выработанные свыше 80 %, поскольку для их дальнейшей разработки требуются капитальные вложения и эксплуатационные затраты, соизмеримые с затратами в период освоения месторождения.

Важной проблемой нефтяной отрасли является освоение месторождений высоковязких нефтей. Интерес к разработке этих месторождений связан, прежде всего, с выработанностью основных запасов маловязких нефтей. Так на месторождениях Татарстана с начала разработки отобрано свыше 80 % начальных извлекаемых запасов нефти. При этом ускоренными темпами выработывались активные запасы легких девонских нефтей при одновременном повышении из года в год доли трудноизвлекаемых запасов. Остаточные запасы нефти по РТ в терригенных отложениях составляют 65,1 % (средняя выработанность запасов более 80 %), в карбонатных отложениях – 32,2 % и на долю сверхвязких нефтей (СВН) приходится 2,6 %. На долю запасов нефти по РТ с вязкостью выше 200 мПа·с приходится 8 %, на долю карбонатных отложений – 28,2 %, на долю терригенных отложений – 63,8 %. На Ромашкинском месторождении остаточные запасы нефти в терригенных отложениях составляют 88,3 % (средняя обводненность более 87 %), в карбонатных отложениях – 11,7 %.

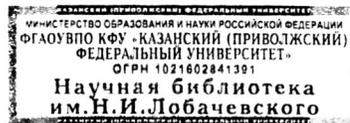
Компьютерное моделирование пластовых систем является в настоящее время инструментом для прогнозирования разработки месторождений углеводородов и мониторинга их эксплуатации. Созданы различные программные продукты и накоплен многолетний опыт их использования нефтегазовыми компаниями. Наиболее известные зарубежные программные комплексы созданы фирмами Landmark Halliburton Int, Schlumberger, Roxar Software Solution, Tigers, CMG. Среди отечественных программных продуктов наибольшее распространение получили LAURA, ГЕОПАК, ТЕХСХЕМА, TimeZYX-Пересвет, ТРИАС. В основе этих моделей – результаты фундаментальных исследований в области общей геологии, гидродинамики и экономики, проводимые специалистами различных стран.

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли роль моделирования в повышении эффективности эксплуатации месторождений возрастает в связи с бурным развитием эффективных компьютерных технологий и технических средств, значительным расширением числа технологий и методов, используемых для совершенствования процесса разработки месторождений, а также ухудшением ресурсной базы и состояния разработки месторождений, «старением» объектов обустройства, резким увеличением доли бездействующего фонда скважин, низкими дебитами и высокой обводненностью продукции, неравномерным распределением в объеме продуктивного пласта остаточных запасов нефти и т.д.

Для эффективного применения той или иной технологии необходимо предварительное её теоретическое апробирование. Одним из способов такого апробирования является построение гидродинамической модели процесса разработки.

Тепловые методы разработки месторождений высоковязких нефтей при всей их эффективности требуют значительных энергозатрат и капитальных вложений, что в конечном итоге ведет к повышению себестоимости добычи нефти. Поэтому совершенствование существующих и создание более эффективных и менее энергоемких методов разработки таких запасов является одной из важнейших задач. С учетом все возрастающих объемов добычи высоковязких нефтей актуальность этой проблемы с каждым годом возрастает.

Цель диссертационной работы заключается в развитии технологий для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе использования методов геологического моделирования.



Задачи исследований

1. Создание блочно-сеточной гидродинамической модели залежи нефти и оценка результатов воздействия на пласты полимердисперсными системами.
2. Выбор эффективной системы разработки залежи, содержащей высоковязкую нефть, при тепловом воздействии с использованием термогидродинамического моделирования.
3. Обоснование новых промышленных технологий разработки залежей высоковязких нефтей с подстилающим водоносным горизонтом.
4. Оценка зависимости технологических показателей разработки от распределения нефтенасыщенности вдоль ствола нагнетательной горизонтальной скважины при паровом воздействии на залежи высоковязкой нефти.
5. Оценка влияния на коэффициенты нефтеизвлечения и дебиты скважин с расстоянием по вертикали от основного горизонтального ствола до ВНК, длин стволов разветвлений, направлений разветвлений горизонтального ствола для условий залежей турнейских отложений.
6. Обоснование на базе созданной геологической и гидродинамической моделей траекторий горизонтальных скважин и боковых стволов в пределах участков 1 блока Абдрахмановской площади.
7. Оценка влияния некондиционных значений параметров пласта на величину запасов нефти и технологические показатели разработки на примере модельного участка 1 блока Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

Научная новизна

1. На основе интегральных законов сохранения массы создана блочно-сеточная модель фильтрации двухфазной жидкости на неструктурированной сетке, предназначенная для расчета технологических показателей разработки и оценки выработки запасов нефтяных объектов.
2. С использованием точного решения для давления в круговом пласте радиуса r_k со скважиной постоянной интенсивности получены зависимости, связывающие дебиты скважин и забойные давления. На основе интегральных законов сохранения массы получены разностные соотношения, учитывающие переток жидкости между подобластями и оценивающие влияния напора краевых вод на динамику технологических показателей разработки нефтяных месторождений.
3. Для оценки влияния отключения скважин с использованием условия сохранения материального баланса получена зависимость между значением

средней насыщенности в блоке (подобласти) и обводненностью скважин.

4. На основе анализа результатов термогидродинамического моделирования карбонатных отложений установлено, что бурение боковых стволов в нагнетательных скважинах в радиальном направлении длиной 0,30-0,35 д. ед. по отношению к расстоянию между скважинами в сочетании теплового воздействия на пласт с заводнением при закачке оторочки пара в объеме 0,3-0,5 д. ед. от порового объема, приводит к наиболее экономически эффективному результату при извлечении высоковязкой нефти из залежи при любой сетке скважин.

5. На основании моделирования предложен и обоснован новый метод повышения коэффициента нефтеизвлечения залежи высоковязкой нефти закачкой теплоносителя в подстилающий водоносный пласт через вертикальную нагнетательную с поочерёдным переводом под циклическую закачку теплоносителя вертикальных добывающих скважин.

6. На основе гидродинамических расчетов для условий залежей турнейских отложений месторождений Татарстана получены уравнения, связывающие коэффициенты нефтеизвлечения и дебиты скважин с расстоянием по вертикали от основного горизонтального ствола до ВНК, длинами стволов разветвлений, направлениями разветвлений горизонтального ствола.

7. Разработана гидродинамическая модель процесса вытеснения нефти с применением полимердисперсной системы.

Защищаемые положения

1. Блочно-сеточная модель фильтрации в пласте и оценка результатов воздействия на нефтяные пласты полимердисперсными системами.

2. Способ выбора эффективной системы разработки залежи содержащих высоковязкую нефть при тепловом воздействии в пласт на основе математического моделирования;

3. Способ разработки залежи высоковязкой нефти с подстилаемой водой путем закачки теплоносителя в подстилающий водоносный пласт на основе математического моделирования.

4. Оценка зависимости технологических показателей разработки от распределения нефтенасыщенности по стволу нагнетательной горизонтальной скважины при паровом воздействии на залежи высоковязкой нефти.

Практическая ценность работы

1. Предложенная блочно-сеточная модель фильтрации применима для расчета технологических показателей разработки и оценки выработки запасов нефти по подобластям и по объекту в целом. Эта модель апробирована

для различных систем заводнения. Результаты расчетов технологических показателей разработки на основе блочно-сеточной модели были использованы в проектных документах разработки Ново-Шешминского, Ямашинского, Тавельского, Ильмовского, Чишминской площади Ромашкинского месторождений.

2. С использованием результатов термогидродинамического моделирования пластов северо-восточного бортового склона Мелекесской впадины установлено, что бурение боковых стволов в нагнетательных скважинах в радиальном направлении длиной 0,30-0,35 д. ед. по отношению к расстоянию между скважинами в сочетании теплового воздействия на пласт с заводнением при закачке оторочки пара в объеме 0,3-0,5 д. ед. от порового объема к приводит к наиболее экономически эффективному результату при извлечении высоковязкой нефти из залежи.

3. Для геолого-физических условий залегания объектов (залежей) высоковязких нефтей Мордово - Кармальского и Ашальчинского месторождений рекомендована закачка теплоносителя в подстилающие водоносные пласты, позволяющая значительно увеличить добычу нефти из залежи.

4. Зависимости, связывающие коэффициенты нефтеизвлечения и дебиты скважин с расстоянием по вертикали от основного горизонтального ствола до ВНК, длинами стволов разветвлений, направлениями разветвлений горизонтального ствола, полученные для условий залежей турнейских отложений месторождений, позволяют проектировать разработку месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) и многозбойных скважин (МЗС).

5. На основании анализа результатов гидродинамического моделирования выбраны траектории горизонтальных скважин и боковых стволов в пределах участков 1 блока Абдрахмановской площади. Прогнозные нефтенасыщенные толщины, рассчитанные по адаптированной до 2000 г. модели I блока Абдрахмановской площади и полученные по фактическим пробуренным с 2000 по 2007 гг. скважинам, в целом подтвердились на 77 %.

6. Для условий опытного участка Акташской площади Ново-Елховского месторождения показано, что воздействие на нефтяные пласты полимердисперсной системой обеспечивает более равномерный и полный отбор подвижных запасов нефти по сравнению с вариантом без воздействия. Прогноз применения полимердисперсной системы может позволить увеличить охват пластов заводнением наряду с увеличением объемов отбираемой нефти на 31 тыс.т., а также к снижению темпов обводнения продукции.

7. На основе выполненных исследований автором разработано методическое пособие "Создание геологической и гидродинамической моделей месторождения".

8. Результаты исследований использованы при разработке РД 39-0147585-214-00 "Методическое руководство по проектированию, строительству, геофизическим и промысловым исследованиям горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии".

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на:

- Республиканском совещании по проблеме организации эффективного использования методов математического моделирования и ЭВМ при проектировании и анализе и управлении разработки нефтяных месторождений Татарии (Бугульма, май 1988 г.);

- Региональном семинаре методологии системного анализа проблем разработки нефтяных месторождений (Пермь, ноябрь 1988 г.);

- III Всесоюзном семинаре по современным проблемам теории фильтрации (Москва, май 1989 г.);

- Республиканской научно-технической конференции по математическому и физическому моделированию процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов (Казань, октябрь 1990 г.);

- Итоговой научной конференции КГУ за 1990 г. Секция: Численные методы в подземной гидромеханике (Казань, январь, 1991 г.);

- Всесоюзной научной конференции по краевым задачам теории фильтрации и их приложения (Казань, сентябрь, 1991 г.);

- Заседаниях Ученого совета ТатНИПИнефть;

- Семинаре-конференции главных геологов по вопросам моделирования горизонтальных скважин (Актюба, декабрь, 2001 г.);

- Конференции "Перспективы стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения" (Альметьевск, май, 2007 г.);

- Региональной научно-практической конференции «Актуальные вопросы геолого-гидродинамического моделирования и переоценки нефтяных ресурсов Республики Татарстан» (Казань, ноябрь, 2009 г.).

Публикации. Опубликовано 37 работ, в том числе 9 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 1 монография, 1 учебно-методическое пособие, 4 патента РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, текст изложен на 223 страницах и 3 приложениях, содержит 21 таблицу, 144 рисунка. Список использованной литературы состоит из 134 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дано обоснование актуальности темы диссертации, определены цель и задачи исследований, сформулированы научная новизна и практическая ценность работы.

В первой главе рассмотрены проблемы создания геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений, в т.ч. связанные с недостатком информации о месторождении.

Большой вклад в развитие теории и практики геологического и гидродинамического моделирования разработки нефтяных объектов внесли известные ученые и специалисты: З.С. Алиев, В.А. Бадьянов, В.А. Байков, Г.И. Баренблатт, К.С. Басниев, Ю.Е. Батулин, В.Я. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, И.В. Владимиров, А.А. Газизов, В.А. Данилов, Л.Ф. Дементьев, В.М. Ентов, Н.А. Еремин, Ю.П. Желтов, М.Ю. Желтов, Р.Х. Закиров, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, В.А. Иктисанов, Р.Д. Каневская, Р.М. Кац, Б.И. Леви, В.П. Майер, М.В. Мееров, В.З. Минликаев, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.М. Молокович, Р.И. Нигматулин, А.И. Никифоров, А.М. Рузин, В.М. Рыжик, Л.П. Рыбицкая, В.Б. Таранчук, Р.Т. Фазлыев, К.М. Федоров, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Х. Шахвердиев, А.Н. Чекалин, K.Aziz, K.H. Coats, H.B Crichlow, L.J. Durlofsky, H. Kasemi, D.W. Peaceman, A. Settary и др.

Одной из отличительных особенностей мелких месторождений является их многозалежное строение, где залежи разбросаны по площади на большие расстояния. Построение адекватной модели для таких месторождений связано с количеством информации по каждому поднятию. При этом результаты подсчета запасов нефти, выполненные по разным методикам, могут существенно отличаться. В табл. 1 и 2 приведены начальные балансовые запасы нефти Заветного поднятия Заветного и Пинячинского месторождений, числящиеся на балансе в ГКЗ, и рассчитанные по модели. По всей видимо-

сти, основная причина таких различий лежит как в способе определения положения водонефтяного контакта (ВНК), так и в способе определения параметров залежи в его окрестности. Недоизученность месторождения приводит к значительным изменениям в подсчете геологических запасов нефти по мере разбуривания залежи, где бурение каждой новой скважины вносит значительную корректировку в распределение запасов нефти по объектам разработки. При этом может существенно поменяться положение водонефтяного контакта у каждого поднятия. На примере построения геологической и гидродинамической моделей Пинячинского месторождения выявилось следующее: часть добывающих скважин по построенной модели оказалась около границ с ВНК и расчетная добываемая продукция получалась сильно обводненной. По промысловым данным эти скважины добывали безводную нефть.

Таблица 1

Сравнительная таблица запасов нефти Заветного поднятия

Объект разработки	Начальные балансовые запасы нефти, (подсчет запасов), тыс.т.	Начальные балансовые запасы нефти, оцененные по модели, тыс.т.	Разница в запасах нефти, %
<i>Средний карбон</i>			
Верейский горизонт	367,0 (C ₁)	301,0 (C ₁)	-18 %
Башкирский ярус	992,0 (C ₁)	814,0 (C ₁)	-17,9 %
<i>Нижний карбон</i>			
Тульский горизонт	42,0 (C ₁)	133,0 (C ₁)	+216,7 %
Бобриковский горизонт	-	648,0	
Турнейский ярус	691,0 (C ₁ +C ₂)	330 (C ₁ +C ₂)	-52,2 %
Итого по месторождению:	13658 (C ₁ +C ₂)	13374,7 (C ₁ +C ₂)	+6,4 %

Таблица 2

Сравнительная таблица запасов нефти Пинячинского месторождения

Объект разработки	Начальные балансовые запасы нефти, (подсчет запасов), тыс.т.	Начальные балансовые запасы нефти, оцененные по модели, тыс.т.	Разница в запасах нефти, %
Турнейский	375,0	492,5	+ 31
Бобриковский	3646,0	1671,8	- 54,1
Тульский	806,0	277,6	- 65,5
Всего	4827,0	2441,2	- 49,4

По анализу результатов гидродинамического моделирования, проведенному для одного из опытных участков верхнетурнейских отложений Бавлинского месторождения, можно отметить, что эффективность работы горизонтальной скважины по фактическим данным выше, чем по расчетным. При этом на практике после бурения горизонтальной скважины отмечается рост добычи нефти в окружающих семи вертикальных скважин (ВС), чего не отмечается в расчетах. Этот факт можно объяснить в первую очередь неполнотой и неточностью информации, принятой для построения геологической модели пласта.

Влияние ремасштабирования на результаты гидродинамических расчетов показано на примере расчетов трехмерной геолого-фильтрационной модели тульских и бобриковских продуктивных отложений нижнего карбона Бахчисарайского поднятия Бахчисарайского месторождения.

Как правило, геологическая модель блока имеет очень высокую степень детальности (в среднем от первых десятков до нескольких сотен геологических слоев), что делает практически невозможным ее использование без осреднения (ремасштабирования) в гидродинамических расчетах из-за ограниченности ресурсов машинной памяти и неприемлемого времени расчетов.

С целью определения влияния осреднения на выработку запасов нефти и технологических показателей разработки были рассмотрены различные варианты ремасштабирования с гидродинамическими слоями $NZ=5, 9, 20$ и 38 (NZ - количество гидродинамических слоев в модели) при постоянном количестве расчетных сеток по направлениям X и Y . Для проверки необходимости адаптации параметров фильтрационной модели были проведены гидродинамические расчеты:

- а) с адаптацией варианта при $NZ=38$ и проведением следующих расчетов для $NZ=20, 9$ и 5 ;
- б) без адаптации параметров модели с теми же вариантами осреднения ($NZ=5, 9, 20$ и 38).

На рис. 1, 2 приведены поля распределения начальной нефтенасыщенности в разрезе для двух вариантов ремасштабирования.

По результатам исследований с использованием трехмерной геолого-фильтрационной модели тульских и бобриковских продуктивных отложений нижнего карбона Бахчисарайского поднятия Бахчисарайского месторождения показано, что:

- расхождение между результатами расчетов без адаптации параметров модели и с адаптацией при $NZ=38$ по накопленной добыче нефти к концу

истории составляет 350 %, а на конец разработки - 220 %;

- для случая с адаптацией параметров модели расхождение между вариантами (NZ=38) и (NZ=5) по накопленной добыче нефти на конец разработки составляет 26 %.

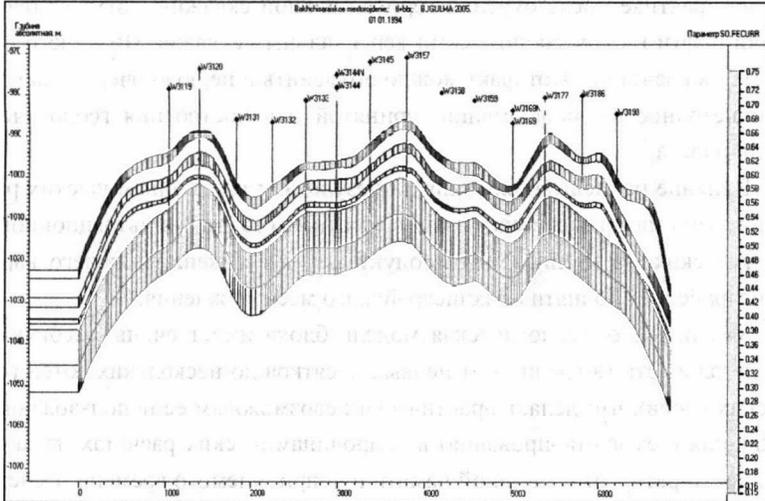


Рисунок 1 Распределение начальной нефтенасыщенности в разрезе. (NZ=5)

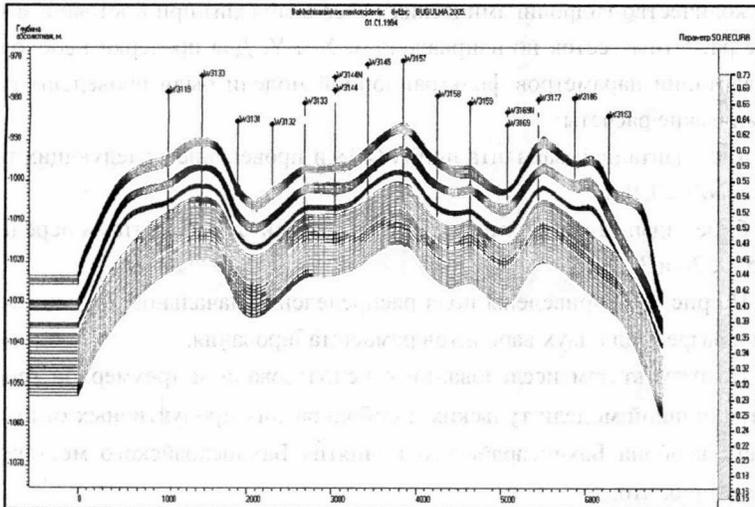


Рисунок 2 Распределение начальной нефтенасыщенности в разрезе. (NZ=38)

Для выявления влияния разбуренности залежи на оценку запасов нефти и на технологические показатели разработки проведены численные эксперименты для двух вариантов разработки на примере верейского горизонта участка Курмышского месторождения: в первом варианте геологическая модель построена по информации, полученной по трем пробуренным скважинам (до 1992 г.), а прогнозные гидродинамические расчеты проведены по 27 проектным скважинам (пробуренным после 1992 г.). Во втором варианте геологическая и гидродинамическая модели построены по данным 30 пробуренных скважин к 2008 г. На рис. 3, 4 показано распределение параметров пористости в разрезе по скважинам 8505, 673, 675 по вариантам.

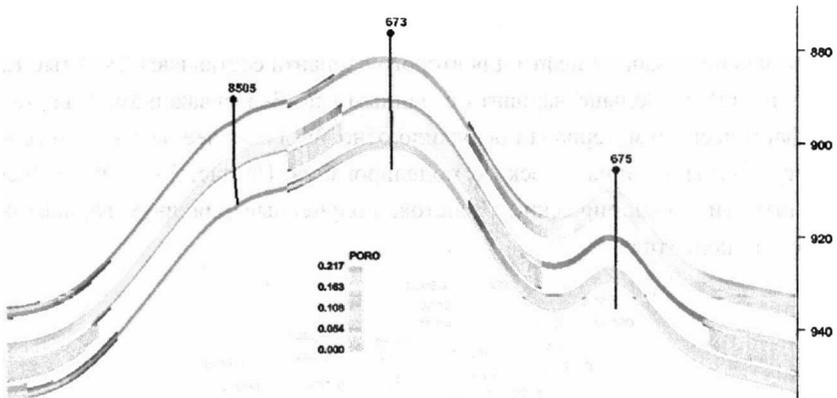


Рисунок 3 Распределение пористости в разрезе по скважинам 8505, 673, 675.
На базе информации по трем скважинам

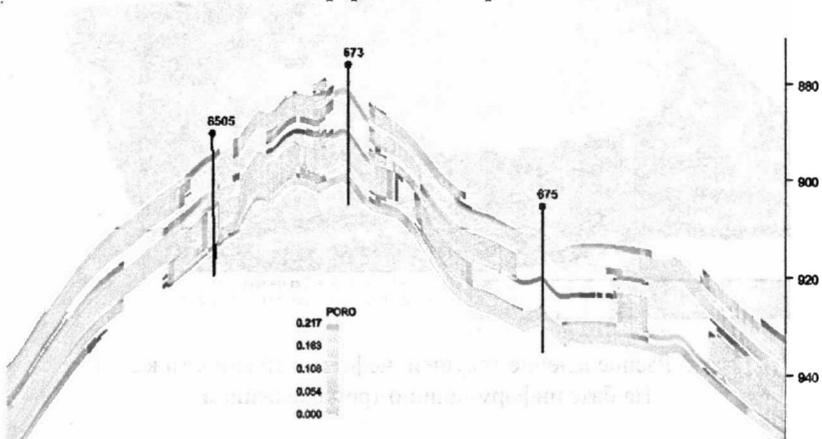


Рисунок 4 Распределение пористости в разрезе по скважинам 8505, 673, 675.
На базе информации по 30 скважинам

По информации, полученной после бурения 3-х скважин (первый вариант) получено близкое к однородному распределение параметров. Балансовые запасы нефти для этого варианта составили 1099 тыс.т. При построении геолого-технологических моделей продуктивных объектов, разбуренных по редкой сетке скважин, которые оконтурены по одной или нескольким поисково-разведочным скважинам, допускается множество условностей при составлении структурного плана залежи, ее геологического строения, оконтуривания, распределения параметров залежи. Представление о геологическом строении верейского горизонта изменилось по мере разбуривания залежи. Появилась дополнительная информация о геологическом строении пластов, их литолого-физической характеристике, свойствах насыщающих их флюидов, данных исследований скважин.

Балансовые запасы нефти для второго варианта составляют 2394 тыс.т., то есть на 118 % больше варианта с данными по 3-м скважинам. Наличие этого фактического материала послужило основой для более детального геологического и гидродинамического моделирования. На рис. 5 - 7 приведены результаты гидродинамических расчетов, полученные для двух вариантов разработки поднятия.

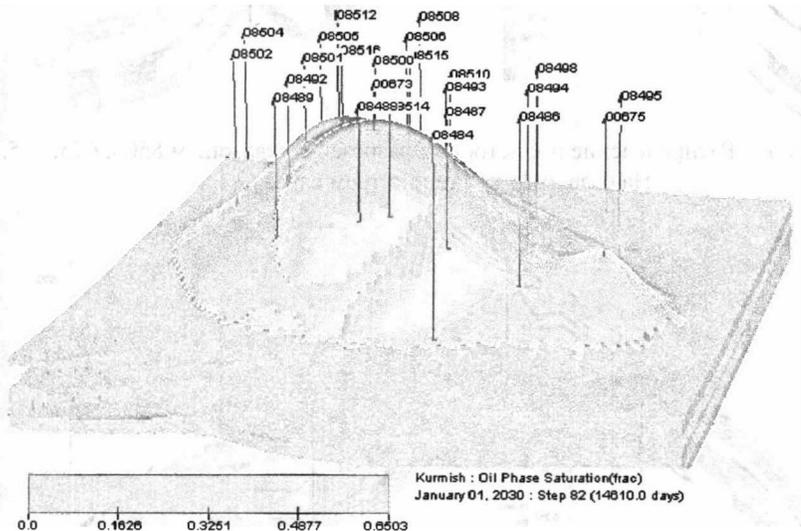


Рисунок 5 Распределение текущей нефтенасыщенности к 2030 г.
На базе информации по трем скважинам

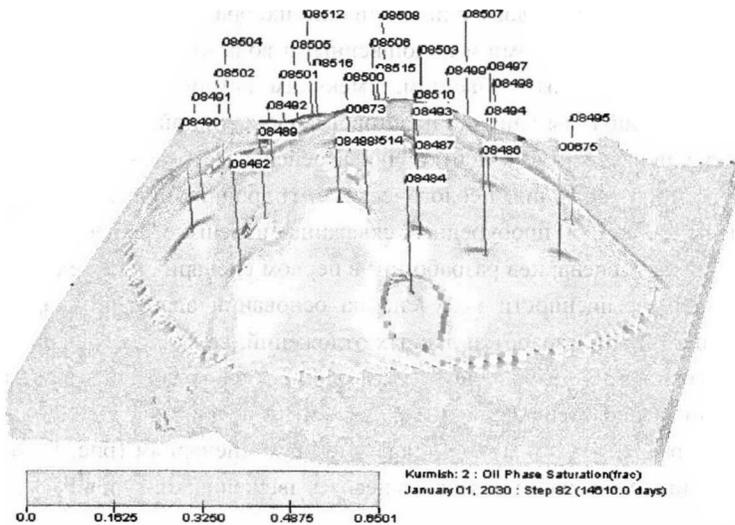


Рисунок 6 Распределение текущей нефтенасыщенности к 2030 г.
На базе информации по 30 скважинам

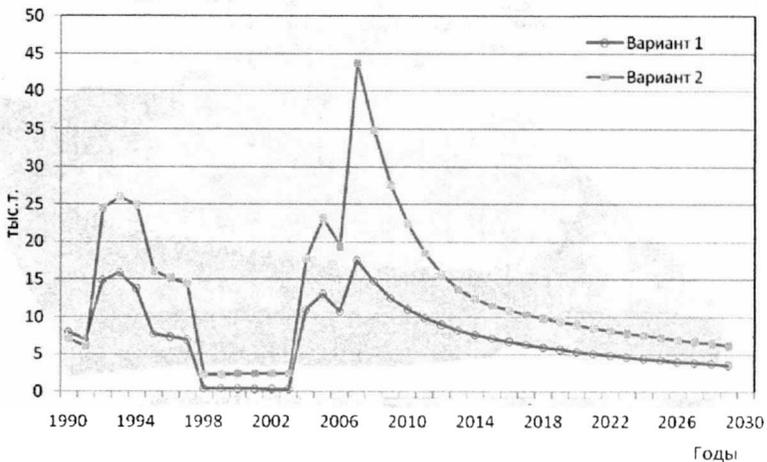


Рисунок 7 Динамика годовой добычи нефти по вариантам

Во втором варианте накопленная добыча нефти к 2030 г. разработки больше на 264,1 тыс.т. (или 85 %), чем в первом варианте.

Для достоверного описания энергетического состояния пластов большее значение имеет корректное описание влияния законтурных зон.

При отсутствии информации о влиянии напора краевых вод на процесс вытеснения нефти краевыми и подошвенными водами часто приходится обращаться к аналогичным объектам, имеющим историю разработки. Были рассмотрены проблемы влияния пластовой водонапорной системы на технологические показатели разработки для верейского горизонта участка Курмышского месторождения. Геологическая и гидродинамическая модели построены по данным 30 пробуренных скважин. Численные эксперименты проведены для двух сценариев разработки: в первом сценарии распределение текущей нефтенасыщенности получено на основании адаптации параметров модели по истории разработки данных отложений, во втором сценарии с целью выявления влияния водоносных бассейнов использовались все данные результатов первого сценария, но с исключением пластовой водонапорной системы. Сравнение расчетных данных по двум сценариям (рис. 8, 9) показывает различие в выработке запасов нефти, движении контуров ВНК.

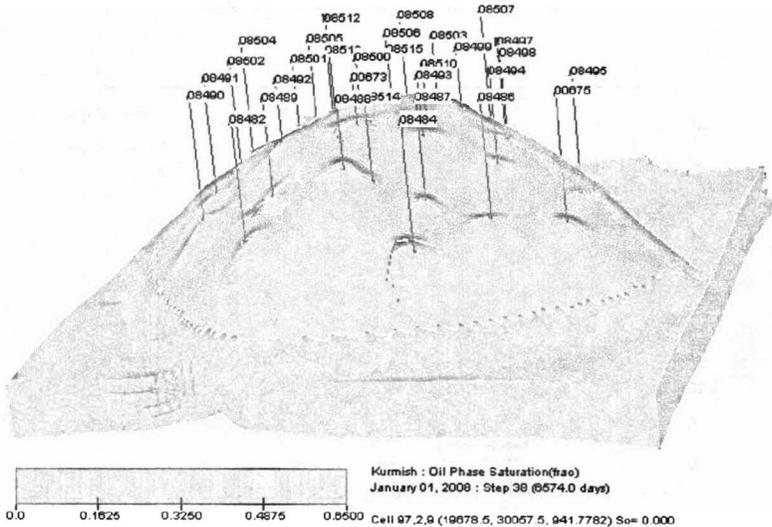


Рисунок 8 Распределение текущей нефтенасыщенности к 2008 г. Сценарий с исключением пластовой водонапорной системы. На базе информации по 30 скважинам

Во второй главе описывается созданная блочно-сеточная модель фильтрации жидкости, предназначенная для расчета технологических показателей разработки и оценки выработки запасов нефтяных объектов на неструктурированной сетке.

При этом были приняты следующие допущения:

- а) пласт и насыщающие его нефть и вода слабосжимаемы;
- б) жидкости в пласте не смешиваются, не взаимодействуют между собой и с коллектором;
- в) процесс движения нефти и воды изотермический и подчиняется линейному закону Дарси;
- г) действие капиллярных и гравитационных сил пренебрегается.

Справедлива следующая система уравнений

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_o \frac{S_o}{B_o} \right) = \nabla \left(\rho_o \frac{k f_o}{\mu_o B_o} \nabla P \right) \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_w \frac{S_w}{B_w} \right) = \nabla \left(\rho_w \frac{k f_w}{\mu_w B_w} \nabla P \right) \quad (2)$$

$$S_o + S_w = 1 \quad (3)$$

В приведенных выше уравнениях t – время; m – коэффициент пористости; P – пластовое давление; коэффициенты S_o , S_w – нефте- и водонасыщенности (индексы “о” и “w” соответствуют нефти и воде); k – коэффициент абсолютной проницаемости пласта; f_o , f_w – функции относительных фазовых проницаемостей; μ_o , μ_w – коэффициенты динамических вязкостей нефти и воды; ρ_o , ρ_w – коэффициенты плотностей нефти и воды; B_o , B_w – коэффициенты объемного расширения нефтяной и водной фаз.

В зависимости от геологических условий залегания коллектора и его свойств, от системы размещения скважин область течения в плане разбивается на M подобластей, ограниченных ломаными линиями (рис.11). В качестве начальных условий задаются распределения давления, нефтенасыщенности (или водонасыщенности). Внешняя граница предполагается: а) либо непроницаемой; б) либо на внешней границе за счет напора краевых вод поддерживается постоянное давление; в) либо на одной ее части заданы условия а) на другой – в).

Граничные условия на скважинах задаются следующим образом: на нагнетательных скважинах задаются условия отсутствия нефти в нагнетаемой жидкости, либо давление, либо скорость истечения воды в пласт через поверхность скважины. На добывающих скважинах - либо забойные давления, либо скорость притока жидкости в скважину через ее поверхность.

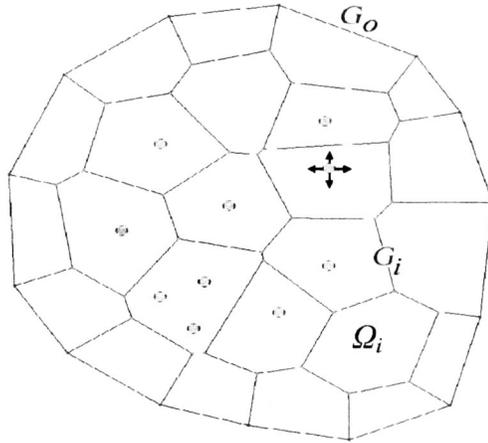


Рисунок 11 Схема объекта

Скважины: \odot - добывающие; \leftrightarrow - нагнетательные;

G_0 - внешняя граница; G_i - граница между блоками; Ω_i - i -ая подобласть.

Сетка может быть структурированной – составленной из треугольных или четырехугольных ячеек, или неструктурированной – составленной из ячеек диаграммы Вороного, построенной на основе триангуляции Делоне.

При разбиении объекта (месторождения, залежи) на блоки рекомендуется учитывать следующие факторы:

- Литологическое строение объекта.
- Изменчивость коллекторских свойств в выделенных подобластях минимальная, т.е. коллекторские свойства в них характеризуются минимальной неоднородностью.
- Систему расположения скважин и заводнения нефтяных пластов, стремясь к минимальному перетоку жидкости между выделенными участками, например, разбиение по разрезающим рядам нагнетательных скважин.

В зависимости от способов разбиения объекта скважины можно располагать как в узловых точках, так и внутри подобластей. Внутри каждой подобласти может быть размещено любое количество скважин.

Предположим, что в каждой подобласти Ω_i пласт представлен одним пропластком и характеризуются однородными свойствами, т.е. постоянными значениями толщины H_i и абсолютной проницаемости k_i , а распределения

давления, нефте- и водонасыщенности в этих подобластях зависят только от времени.

Проинтегрируем систему уравнений (1), (2) по подобласти Ω_i ($i=1, M$) После интегрирования получим:

$$\iint \frac{\partial}{\partial t} \left(m_i H_i \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) d\Omega_i = \sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \int \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P_i^\theta}{\partial n} d\gamma + \sum_{\eta=1}^{N_i} \int \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P_i^t}{\partial n} d\gamma + \sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} \int \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma$$

$$\iint \left(\frac{\partial}{\partial t} m_i H_i \frac{S_{wi}}{B_w} \right) d\Omega_i = \sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i^\theta}{\partial n} d\gamma + \sum_{i=1}^{N_i} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i^t}{\partial n} d\gamma +$$

$$+ \sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma + \sum_{\zeta=1}^{N_i^{\text{наг}}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma, \quad (4)$$

где \mathbf{n} – внешняя нормаль к границам подобласти и скважин;

N_i – число отрезков, составляющих границу i -ой подобласти;

$N_i^{\Gamma_0}$ – число отрезков в Ω_i , составляющих внешнюю границу области течения;

$N_i^{\text{доб}}, N_i^{\text{наг}}$ – количество добывающих и нагнетательных скважин в Ω_i .

Интегралы по контурам скважин G_η и G_ζ в подобласти имеют вид:

$$\sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} \int \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma = \sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} (q_{i,\eta} \cdot \alpha_{i,\eta}) F_{oi}, \quad (5)$$

$$\sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma + \sum_{\zeta=1}^{N_i^{\text{наг}}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial n} d\gamma = \sum_{\eta=1}^{N_i^{\text{доб}}} (q_{i,\eta} \cdot \alpha_{i,\eta}) F_{wi} + \sum_{\zeta=1}^{N_i^{\text{наг}}} (q_{\text{заг},i,\zeta} \cdot \alpha_{i,\zeta}), \quad (6)$$

где $q_{i,\eta}$ – дебит η -ой добывающей скважины; $q_{\text{заг},i,\zeta}$ – закачка воды ζ -ой нагнетательной скважиной; $\alpha_{i,\eta}$ $\alpha_{i,\zeta}$ – доли отборов добывающей и нагнетательной скважин, приходящиеся на подобласть Ω_i ($\alpha_{i,\eta} = \alpha_{i,\zeta} = 1$, если скважина находится внутри подобласти Ω_i).

С использованием точного решения для давления в круговом пласте радиуса r_k со скважиной постоянной интенсивности получены формулы, связывающие дебиты скважин и забойные давления:

$$q_{i,\eta} = \frac{2\pi k_i H_i (P_{i,\eta}^k - P_{i,\eta}^s)}{\ln \frac{r_{ci,\eta}}{r_f} + A} + B \frac{\ln \frac{r_f}{r_k} + C}{\frac{f_{oi}(S^*)}{\mu_o} + \frac{f_{wi}(S^*)}{\mu_w}} \quad (7)$$

Коэффициенты A , B и C учитывают, упругие свойства породы и жидкости.

Формула (7) получена при следующих предположениях (рис.12, 13):

а) течение в окрестности каждой скважины – плоскорадиальное, т.е. оно моделируется течением в круговом пласте, ограниченном контурами скважины и питания;

б) область фильтрации состоит из зон движения нефти и воды и “чистой” нефти для добывающей скважины и зон движения нефти и воды и воды для нагнетательной скважины;

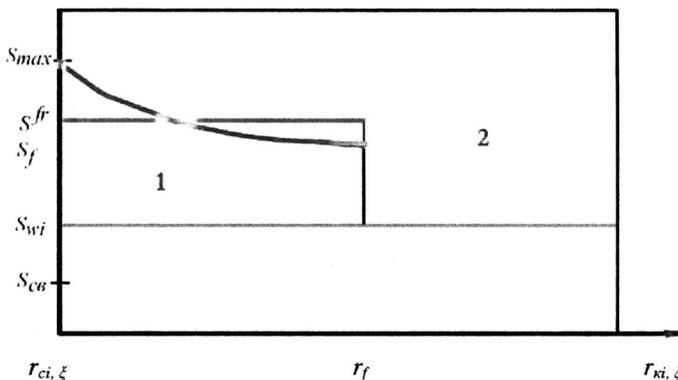


Рисунок 12 Схема вытеснения в окрестности нагнетательной скважины:

1 - зона движения нефти и воды ; 2 - зона движения "чистой" нефти";

S_{cv} - коэффициент связанной водонасыщенности;

S_{max} - коэффициент максимальной водонасыщенности

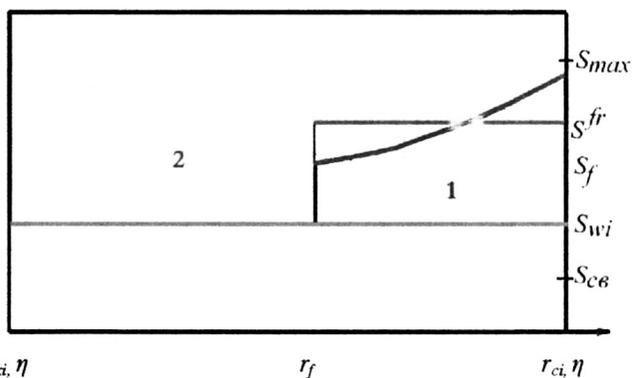


Рисунок 13 Схема вытеснения в окрестности добывающей скважины:

1 - зона движения нефти и воды; 2 - зона движения "чистой" нефти

- в) фронт, разделяющий эти зоны – окружность, радиус которой r_f определяется из условия равенства объема воды, находящейся в зоне движения нефти и воды, и объема воды, вычисленного по средней водонасыщенности;
- г) насыщенность в зоне смеси считается постоянной по радиусу зоны.

Используя разностный аналог для членов, учитывающих перетоки жидкости между подобластями в (8), (9), получены:

$$\sum_{l=1}^{N_i} \int_{\Gamma} \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P_i^l}{\partial n} d\gamma = \sum_{l=1}^{N_i} \left(\beta_{oi,l} \left(\frac{kf_o H}{\mu_o B_o} \right)_{i,l}^{mid} \cdot \frac{P_i - P_l}{R_{i,l}} d_{i,l} \right),$$

$$\sum_{l=1}^{N_i} \int_{\Gamma} \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_{wi}} \cdot \frac{\partial P_i^l}{\partial n} d\gamma = \frac{1}{B_w} \sum_{l=1}^{N_i} \left(\beta_{wi,l} \left(\frac{kf_w H}{\mu_w} \right)_{i,l}^{mid} \cdot \frac{P_i - P_l}{R_{i,l}} d_{i,l} \right),$$

где $d_{i,l}$ - длина отрезка, отделяющего Ω_i и Ω_l ; R_i , R_l - характерные размеры Ω_i и Ω_l ; среднее $(\dots)_{i,l}^{mid}$ вычисляется по правилу:

$$A_{i,l}^{mid} = \frac{2A_i A_l}{A_i + A_l}.$$

$\beta_{oi,l}$, $\beta_{wi,l}$ – поправочные коэффициенты перетоков жидкости между Ω_i и Ω_l ($\beta_{oi,l} \geq 0$, $\beta_{wi,l} \geq 0$).

Характерный размер $R_{i,l}$ определяется как расстояние между центрами смежных подобластей i и l .

Используя разностный аналог для членов, учитывающих напор краевых вод, в (4) имеем:

$$\sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \int \frac{k_i f_{oi} H_i}{\mu_{oi} B_{oi}} \cdot \frac{\partial P}{\partial n} d\gamma = \sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \left(\beta_{oi,\theta} \left(\frac{kf_o H}{\mu_{oi,\theta} B_{oi,\theta}} \right)_{i,\theta}^{mid} \cdot \frac{P_i - P_0}{R_i + R_\theta} d_{i,\theta} \right),$$

$$\sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \int \frac{k_i f_{wi} H_i}{\mu_{wi} B_w} \cdot \frac{\partial P}{\partial n} d\gamma = \frac{1}{B_\theta} \sum_{\theta=1}^{N_i^{\Gamma_0}} \left(\beta_{wi,\theta} \left(\frac{kf_w H}{\mu_{wi,\theta}} \right)_{i,\theta}^{mid} \cdot \frac{P_i - P_0}{R_i + R_\theta} \right),$$

где P_0 - давление напора краевых вод; $R_{i,\theta}$ – удвоенное расстояние от центра подобласти Ω_θ до внешней границы.

Выражение для определения значения нефтенасыщенности S_{oi}^η , (или значения водонасыщенности S_{wi}^η), выберем в виде:

$$S_{wi}^\eta = a + b e^{-c(K_{\eta\eta})^\eta}, \quad (8)$$

где k_η , t_η - значение абсолютной проницаемости и время работы – η -ой добывающей скважины.

Параметры a , b , и c в формуле (8) определяются из следующих условий:

- а) $S_{wi}^\eta = S_{cв}$ при $t = 0$
- б) $S_{wi}^\eta = S_{max}$ при $t \rightarrow \infty$

в) условие сохранения материального баланса, в котором учтено влияние на величину средней нефтенасыщенности участка нагнетательных скважин, выбывших и невведенных в разработку добывающих скважин.

Заменим производные по времени в (4) их разностными аналогами и учтем, что в каждой подобласти Ω_i , вязкости, пористость, коэффициенты объемного расширения зависят только от давления, а распределения насыщенности и давления – от времени. Значения абсолютной проницаемости и толщины пласта для каждого рассматриваемого участка Ω_i считаются постоянными. Тогда

$$\begin{aligned} \frac{m_i^t k_i H_i (S_{oi}^t - S_{oi}^{t-1})}{B_{oi}^t \Delta t} &= \sum_{\theta=1}^{N_i^{fo}} \left(\beta_{oi,\theta} \frac{k_{i,\theta} f_{oi,\theta}^t H_{i,\theta}}{\mu_{oi,\theta}^t B_{oi,\theta}^t} \cdot \frac{P_i^{t,t-1} - P_0}{R_{i,\theta}} d_{i,\theta} \right) + \\ &+ \sum_{l=1}^{N_l} \left(\beta_{oi,l} \frac{k_{i,l} f_{oi,l}^t H_{i,l}}{\mu_{oi,l}^t B_{oi,l}^t} \cdot \frac{P_i^{t,t-1} - P_0}{R_{i,l}} d_{i,l} \right) + \sum_{\eta=1}^{N_i^{poc}} (q_{i,\eta}^{t,t-1} \cdot \alpha_{i,\eta}) P_{ni}^{t,t-1}. \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \frac{m_i^t k_i H_i (S_{wi}^t - S_{wi}^{t-1})}{B_w \Delta t} &= \sum_{\theta=1}^{N_i^{fo}} \left(\beta_{wi,\theta} \frac{k_{i,\theta} f_{wi,\theta}^t H_{i,\theta}}{\mu_{wi,\theta}^t B_w} \cdot \frac{P_i^{t,t-1} - P_0}{R_{i,\theta}} d_{i,\theta} \right) + \\ &+ \sum_{l=1}^{N_l} \left(\beta_{wi,l} \frac{k_{i,l} f_{wi,l}^t H_{i,l}}{\mu_{wi,l}^t B_w} \cdot \frac{P_i^{t,t-1} - P_0}{R_{i,l}} d_{i,l} \right) + \sum_{\eta=1}^{N_i^{poc}} (q_{i,\eta}^{t,t-1} \cdot \alpha_{i,\eta}) P_{wi}^{t,t-1} + \sum_{\xi=1}^{N_i^{poc}} (q_{i,\xi}^{t,t-1} \cdot \alpha_{i,\xi}), \end{aligned} \quad (10)$$

$$S_{oi} + S_{wi} = I \quad (11)$$

К системе уравнений (15–17) добавим следующие соотношения:

$$\begin{aligned} m_i &= m_0 + m_1 (P_{nac} - P_i), \\ \mu_{ni} &= \mu_{n0} + \mu_{n1} (P_i - P_{nac}) \\ \mu_{wi} &= \mu_{w0} + \mu_{w1} \cdot P_i \\ B_{oi} &= B_{o0} + B_{o1} (P_i - P_{nac}) \\ B_w &= B_{w0} = const \end{aligned} \quad (12)$$

Система уравнений (9–12) относительно искомым переменных S_{oi} , S_{wi} , P и параметров m_i , μ_{oi} , μ_{wi} , B_{oi} , B_w является замкнутой.

Предложенная блочно-сеточная модель фильтрации использована при определении технологических параметров разработки в проектных документах Ново-Шешминского, Ямашинского, Тавельского, Чишминской площади Ромашкинского месторождений.

Третья глава посвящена выбору системы разработки для залежей высоковязких нефтей при тепловом воздействии на пласты, обоснованию технологии разработки залежи с подстилающим водоносным горизонтом, совершенствованию технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах месторождений Татарстана с применением горизонтальных сква-

жин, оценке зависимости технологических показателей разработки от распределения нефтенасыщенности вдоль ствола нагнетательной горизонтальной скважины при паровом воздействии на залежи высоковязкой нефти.

Выбор эффективной системы разработки залежи при тепловом воздействии с использованием термогидродинамического моделирования

В качестве исходной информации для проведения расчетов использовались следующие характерные величины параметров для карбонатных отложений (табл.3).

Таблица 3

Основные исходные данные

Наименование параметров	Элементы воздействия		
	Пяти-точечный	Семи-точечный	Девяти-точечный
	1	2	3
Соотношение добывающих скважин к нагнетательным, д. ед.	1	2	3
Нефтенасыщенная толщина, м	5		
Коэффициент проницаемости, мкм ²	0,1		
Коэффициент динамической вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с	200		
Значение начального пластового давления, МПа	11		
Расстояние между скважинами, м	150; 200; 300		
Отношение длины радиальных стволов к расстоянию между скважинами, д. ед.	0,1; 0,3; 0,35; 0,5		
Количество гидродинамических слоев (продуктивных пластов), ед.	5		

Задача выбора эффективной системы разработки решалась последовательно. На начальном этапе осуществлялся выбор эффективного варианта извлечения высоковязкой нефти из залежи для отдельного пяти-, семи- и девяти-точечного обращенного элемента разработки, включающих закачку теплоносителя. В целях совершенствования методов теплового воздействия в нагнетательной скважине для увеличения эффективного радиуса воздействия дополнительно по пласту разместили равноудаленно от двух соседних добывающих скважин боковые стволы.

Анализ результатов, полученных с использованием термогидродинамических расчетов, показал следующее:

1. Максимальный темп отбора от геологических запасов высоковязкой нефти и высокие значения коэффициентов нефтеизвлечения достигаются при закачке пара с дополнительным бурением в нагнетательных скважинах боко-

вых стволов в пятом (нижнем) гидродинамическом слое. При этом соотношение длины бокового ствола к расстоянию между соседними скважинами равно 0,30–0,35 д. ед. Такая тенденция наблюдается для всех проведенных расчетов с различными расстояниями между скважинами (150, 200, 300 м). Максимальные значения темпа достигаются при расстояниях между скважинами 150 и 200 м.

2. С увеличением расстояния между скважинами в 1,5 раза максимальный темп отбора снижается в 2 раза, что ведет к увеличению срока разработки в 2 раза.

Далее термогидродинамические расчеты проводились на укрупненных элементах с расстояниями между скважинами 150, 200 и 300 м. При этом учитывались ранее полученные результаты расчетов для элементов, где было применено бурение боковых стволов по пятому (нижнему) гидродинамическому слою длиной соответственно 45-53, 60-70 и 90-105 м.

Были проведены численные эксперименты по закачке ненагретой воды и пара отдельно и в комбинации друг с другом, а также с учетом и без учета дополнительного бурения в нагнетательных скважинах боковых стволов. С целью обоснования и изучения методов комбинированного воздействия на пласт выполнены термогидродинамические расчеты для разных объемов закачки (0,1, 0,3, 0,5 д. ед. от порового объема) оторочек пара с последующей закачкой воды и циклической паротепловой обработкой призабойной зоны добывающих скважин до достижения тепловым фронтом от закачки теплоносителя нагнетательной скважины. На рис. 14 приведена динамика темпа отбора от начальных балансовых запасов нефти по годам для укрупненного обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 200 м.

Распределение текущей нефтенасыщенности в зависимости от времени для укрупненных обращенных элементов (системы) с расстоянием между скважинами 200 м и бурением в радиальном направлении боковых стволов по пятому (нижнему) гидродинамическому слою длиной 60 м представлены на рис. 15, 16.

В работе на основе результатов моделирования установлено:

1. Бурение в нагнетательных скважинах боковых стволов в радиальном направлении длиной равной 0,30-0,35 д. ед. по отношению к расстоянию между скважинами, которые размещают равноудаленно от двух соседних добывающих скважин, ведет к повышению темпа отбора от запасов и конечного нефтеизвлечения за счет увеличения охвата пласта воздействием, создания

единого технологического процесса теплового воздействия на нефтяной пласт через нагнетательные и добывающие скважины.

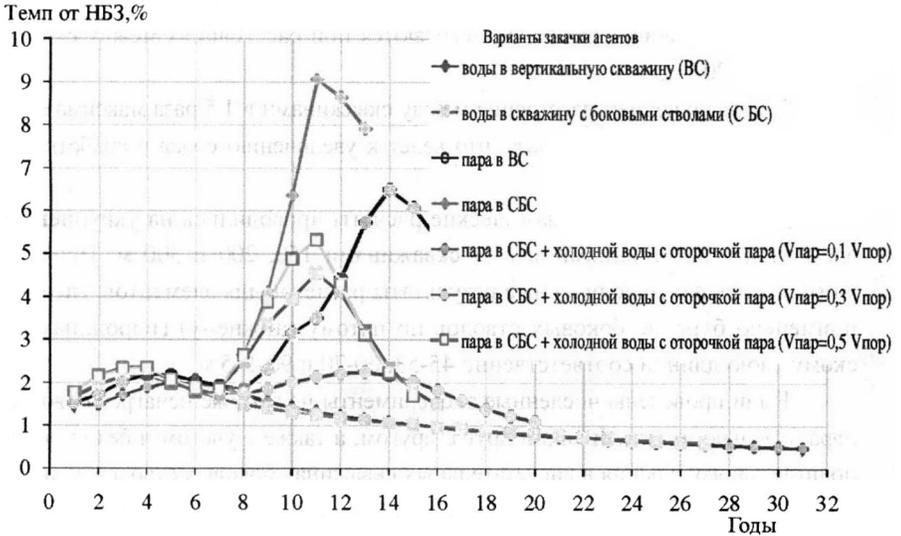


Рисунок 14 Изменение темпа отбора от начальных балансовых запасов нефти по годам (укрупненный обращенный элемент воздействия с расстоянием между скважинами 200 м)

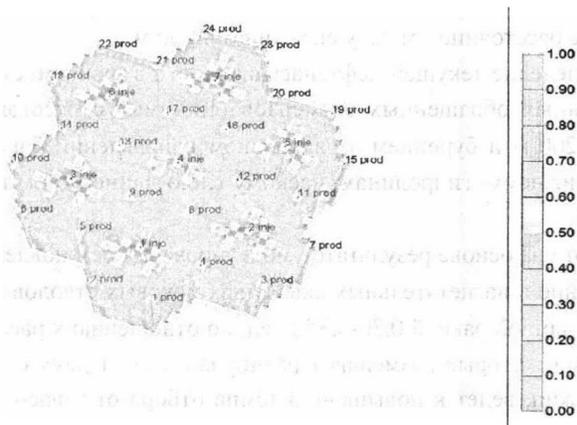


Рисунок 15 Распределение текущей нефтенасыщенности к 4 году разработки

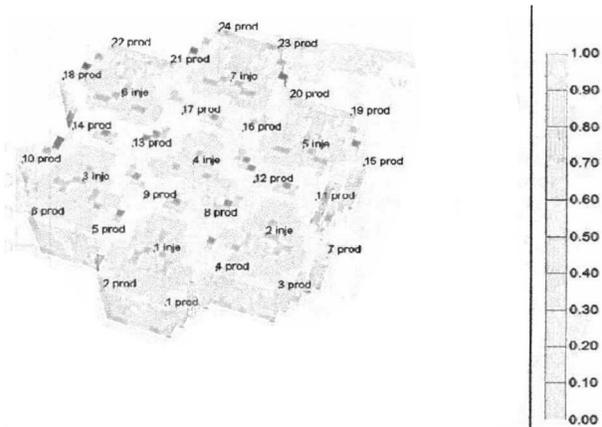


Рисунок 16 Распределение текущей нефтенасыщенности к 18 году разработки

2. Увеличение расстояния между скважинами более 200 м заметно сказывается на падении темпа отбора, на снижении коэффициента нефтеизвлечения и на увеличении срока разработки пласта.

3. При закачке оторочек пара в объеме 0,3–0,5 д.ед. от порового объема результаты основных технологических показателей разработки близки между собой. При любой сетке скважин наиболее экономически эффективным является способ извлечения высоковязкой нефти из залежи при сочетании теплового воздействия на пласт с заводнением при закачке оторочки пара в объеме 0,3 – 0,5 д.ед. от порового объема.

Моделирование разработки залежей высоковязких нефтей с подстилающим водоносным горизонтом

Для моделирования разработки был выбран элемент вертикальных скважин, пробуренных на Северном куполе Мордово - Кармальского месторождения высоковязких нефтей с подстилающим пласт водоносным горизонтом.

Вертикальная скважина 97 (рис. 17), пробуренная в центре этого элемента, является нагнетательной и в эту скважину запланирована закачка горячей воды. Остальные скважины рассматриваемого элемента (102G, 105, 117, 129, 118, 119, 98, 88, 87, 86, 57, 174) являются добывающими.

Температура закачиваемой воды принята равной 80 °С. Использование для условий этого месторождения горячей воды с более высокой температурой или пара недопустимо, так как это может привести к разрушению цементного камня крепления скважин, обсаженных по проекту нетермостойким

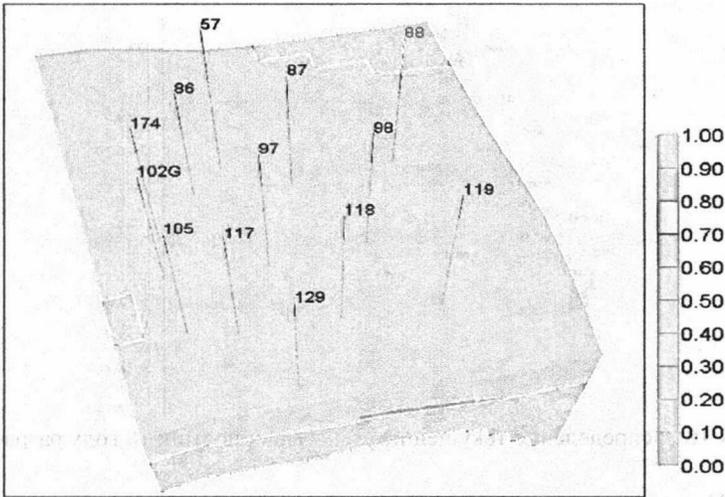


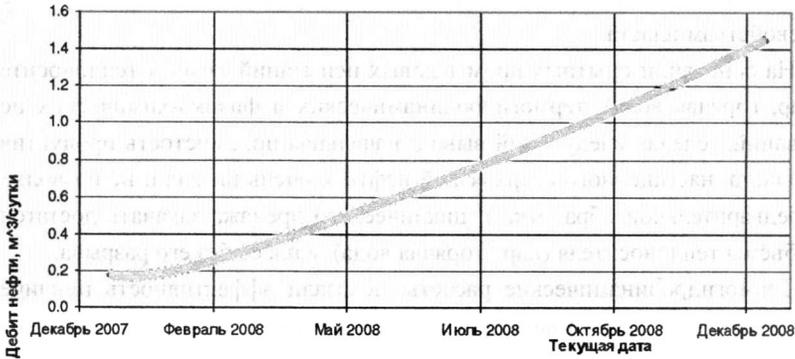
Рисунок 17 Модель элемента с подстилающим водоносным горизонтом.
Распределение нефтенасыщенности

цементным камнем. Первоначально был просчитан вариант разработки, предполагающий работу лишь одной центральной нагнетательной скважины и постоянную работу остальных добывающих скважин в режиме отбора продукции. Однако этот вариант разработки оказался не эффективным в силу отставания фронта прогрева, инициированного закачкой теплоносителя в центральную нагнетательную скважину, от продвижения фильтрационного потока закачиваемого вытесняющего агента от нагнетательной скважины к стволам добывающих. С целью выравнивания скорости продвижения фронта прогрева и скорости продвижения фильтрационного потока был предложен вариант, предусматривающий на начальной стадии разработки залежи перевод добывающих скважин под циклическую закачку теплоносителя в водоносный пласт. Период времени, в течение которого добывающая скважина переводится под закачку теплоносителя, равен двум неделям. Цикл организован так, что в начале каждого месяца под закачку переводятся две добывающие скважины, затем, по истечении 14 дней, закачка прекращается, и скважина вновь переводится под добычу продукции. В начале следующего месяца переводу под нагнетание подвергаются следующие две скважины. И, с течением времени эксплуатации объекта, такой процедуре перевода под нагнетание подвергаются все работающие добывающие скважины.

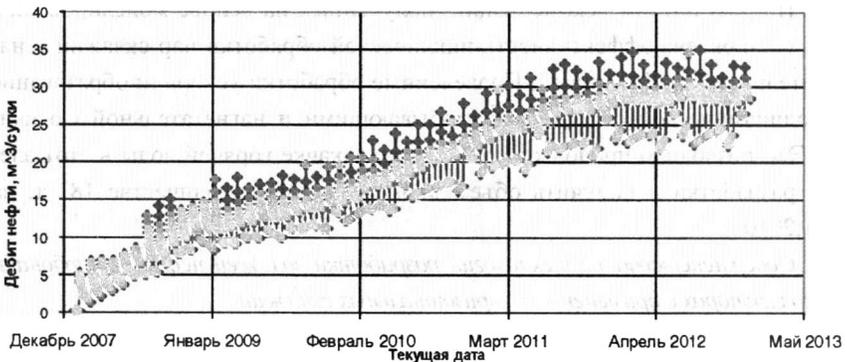
Смоделированы варианты, при которых перевод добывающих скважин под циклическую закачку теплоносителя в подстилающий водоносный пласт,

был осуществлён в течение 1, 3, 5 первых лет разработки залежи.

Применение перевода добывающих скважин под циклическое нагнетание теплоносителя в подстилающий водоносный пласт позволяет существенно повысить добычу высоковязкой нефти уже в начальной стадии разработки залежи (рис. 18).



а) без организации циклической закачки теплоносителя



б) при организации циклической закачки теплоносителя в пятый год

Рисунок 18 Динамика суточных дебитов нефти

Дебит нефти на конец первого года разработки по предлагаемому варианту, связанному с переводом вертикальных добывающих скважин под циклическое нагнетание теплоносителя в пласт, больше дебита нефти, полученного при расчёте варианта разработки, не предусматривающего применение циклического перевода скважин под нагнетание, в 10 раз (рис. 18).

Результаты промысловых исследований

Закачка горячей воды в нагнетательную скважину согласно технологической схемы разработки (ТСР) должна производиться при устьевой температуре не менее 80 °С, режим закачки стационарный, объём закачиваемого теплоносителя рассчитывался с помощью гидродинамической модели пласта CMG STARS, адаптированной к конкретным геолого-физическим и теплофизическим свойствам пласта.

На основании опытных промысловых испытаний закачек теплоносителя (пар, горячая вода), термогидродинамических и физико-химических исследований, сделан следующий вывод: начальная приёмистость продуктивного пласта, насыщенного сверхвязкой нефтью, очень низкая и не позволяет без предварительной обработки и циклического дренажа закачать достаточные объёмы теплоносителя (пар, горячая вода) в пласт без его разрыва.

Термогидродинамические расчеты показали эффективность циклической обработки не только нагнетательной, но и добывающих скважин. Анализ результатов показал, что без предварительной обработки и циклического дренажа закачать достаточные объёмы теплоносителя (пар, горячая вода) в пласт невозможно.

По результатам рекомендаций, полученных на основе моделирования, была установлена эффективность циклической обработки пар скважин – нагнетательной и добывающей. Проведенные обработки ускорили образование гидродинамической связи между добывающими и нагнетательной скважиной. Это позволило продолжить работы по закачке горячей воды в этот элемент разработки и получить объем добычи битума в количестве 181 т. на 01.01.2010.

Совершенствование технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с применением горизонтальных скважин

Одной из успешных технологий разработки запасов карбонатных отложений следует считать использование горизонтальных скважин.

Возможно дальнейшее совершенствование горизонтальной технологии путем использования многозабойных разветвленно-горизонтальных скважин. С целью оптимизации использования данной технологии для условий залежей малоэффективных запасов в турнейских отложениях была исследована эффективность различных вариантов размещения многозабойной скважины с использованием геологической и гидродинамической модели реального участка турнейской залежи Ново-Елховского месторождения.

Была поставлена задача определения оптимального расстояния по вертикали от водонефтяного контакта до горизонтального ствола скважины, определения длины и более благоприятного направления разветвлений горизонтальной скважины. Расчеты проводились для следующих трех вариантов: с расстоянием по вертикали от основного горизонтального ствола от ВНК – 5, 10 и 15 м. При этом рассматривались подварианты с направлением разветвлений в сторону кровли пласта, в сторону ВНК и параллельно ВНК (рис.19-21).

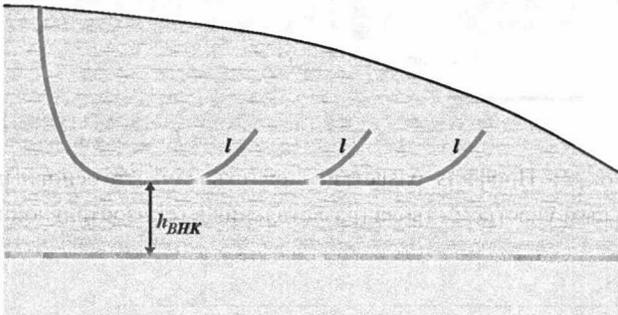


Рисунок 19 Профиль разветвленной скважины с основным условно-горизонтальным участком ствола (разветвления направлены вверх). Вид сбоку

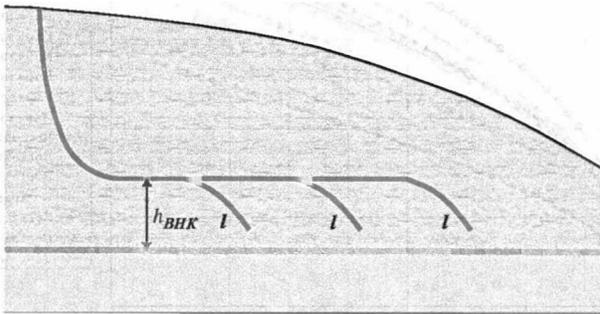


Рисунок 20 Профиль разветвленной скважины с основным условно-горизонтальным участком ствола (разветвления направлены вниз). Вид сбоку

На рис. 22 приведена зависимость коэффициента нефтеизвлечения от доли отборов жидкости к величине балансовых запасов по вариантам. Самое большое влияние на эффективность процесса вытеснения оказывает расстояние от ВНК до основного горизонтального ствола ($h_{ВНК}$). По вариантам с расстоянием $h_{ВНК}=15$ м при относительном отборе жидкости 200 % достигается

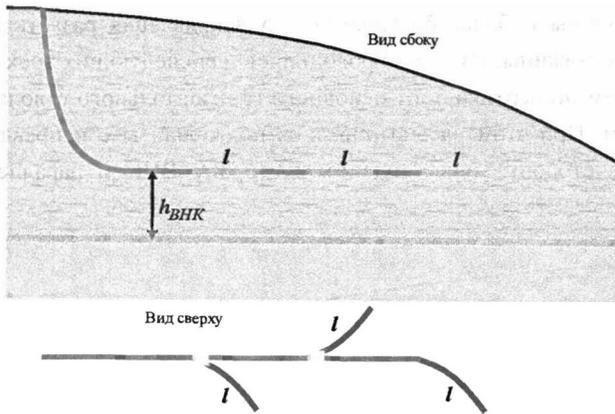


Рисунок 21 Профиль разветвленной скважины с основным условно-горизонтальным участком ствола (разветвления в горизонтальной плоскости)

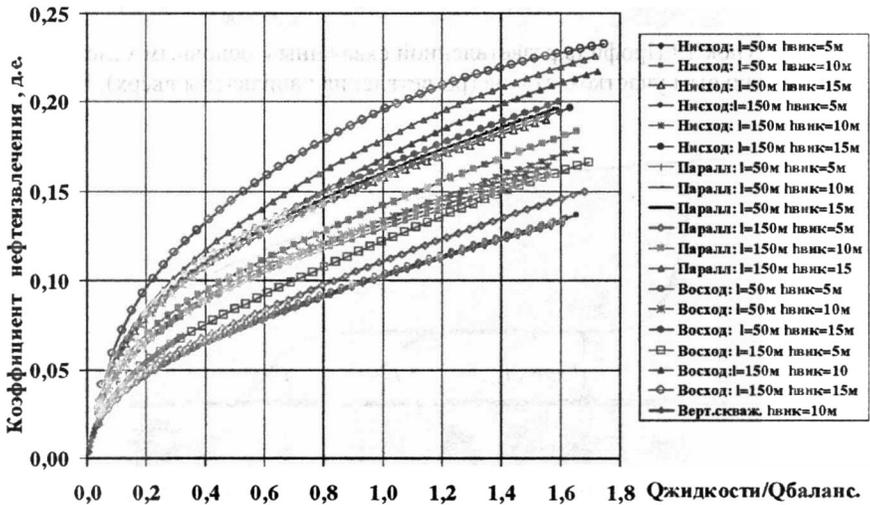


Рисунок 22 Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от доли отборов жидкости к величине балансовых запасов по вариантам

нефтеизвлечение от 19,5 до 24,5 %, тогда как по всем вариантам с $h_{ВНК} = 5$ м нефтеизвлечение не выше 10,5 %, т.е. практически нефтеизвлечение в два

раза ниже. Влияние других факторов в вариантах с $h_{ВНК}=5$ м становится несущественным из-за высокой весовой значимости последнего параметра.

Такие факторы, как длина стволов в разветвлениях и направления этих стволов, оказывают значимое влияние только в тех вариантах, когда ($h_{ВНК}$) больше критического значения (10 м).

Так, в вариантах, отличающихся между собой направлением разветвлений (направление разветвлений к кровле - 1 вариант, параллельно ВНК - 2 вариант и направление разветвлений к ВНК - 3 вариант), нефтеизвлечение при относительном отборе жидкости 200 % (отношение накопленного отбора жидкости к балансовым запасам нефти) изменяется от 19,5 до 24,5 % (соответственно 1, 2 и 3 варианты: 24,5 %; 22,5 и 19,5 %).

Длины стволов разветвлений (l) также оказывают существенное влияние на нефтеизвлечение, по вариантам с длиной (l), равной 50 и 150 м, нефтеизвлечение соответственно 20,5 и 24,5 %. На дебит нефти самое большое влияние оказывает также параметр ($h_{ВНК}$). Влияние рассмотренных параметров (длина разветвлений горизонтального ствола (l), расстояние от горизонтального ствола до ВНК ($h_{ВНК}$), направление разветвлений горизонтального ствола (K_{nan}) на коэффициент нефтеизвлечения ко времени достижения 140 % отбора жидкости от балансовых запасов нефти изучены методом многофакторного корреляционного анализа. В качестве исходных данных для анализа использованы результаты расчетов моделирования.

Анализировалось также и влияние вышеназванных факторов на начальный дебит скважин. Необходимо отметить, что полученные выводы и количественные характеристики справедливы в большей степени для условий залежей турнейских отложений месторождений Татарстана, поскольку моделировался процесс на примере этих залежей.

В результате анализа получены следующие уравнения регрессии:

$$K_{ин}=0,021+0,00012 \cdot l +0,00953 \cdot h_{ВНК} +0,02 \cdot K_{nan}$$

с коэффициентом корреляции $r=0,978$,

$$q_0=5,5+0,023 \cdot l +1,1 \cdot h_{ВНК} +2,27 \cdot K_{nan}$$

с коэффициентом корреляции $r=0,978$,

где $K_{ин}$ – коэффициент нефтеизвлечения, д. ед; l – длина разветвлений, м; $h_{ВНК}$ – расстояние от горизонтального ствола до ВНК, м; K_{nan} – коэффициент, учитывающий направление разветвлений: 0,5 – параллельно, 1 – вверх, 0 – вниз; q_0 – начальный дебит скважины, т/сут.

Формулы справедливы для $0 < l < 500$ м и $5 \text{ м} < h_{ВНК} < 15$ м.

Зависимость показателей разработки от распределения нефтенасыщенности вдоль ствола нагнетательной горизонтальной скважины при паротепловом воздействии на залежи высоковязкой нефти

Для моделирования разработки был выбран участок залежи высоковязких нефтей Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения - объект с подстилающим водоносным горизонтом (рис. 23). Горизонтальная скважина Horiz-2 inject, пробуренная в центре этого элемента, является нагнетательной, и в эту скважину запланирована закачка пара. Основные геолого-физические характеристики моделируемого эксплуатационного объекта приведены в табл.4.

Таблица 4

Геолого-физические характеристики

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	81,0
Средняя общая толщина, м	26,0
Значение средней проницаемости по керну, мкм ²	1,96
Значение начальной пластовой температуры, °С	8,0
Коэффициент динамической вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·сек	14000,0

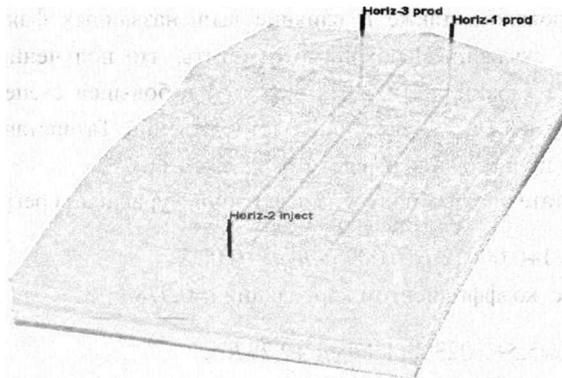


Рисунок 23 Трёхмерное изображение геологической модели

Было просчитано 2 варианта разработки. Отличия вариантов заключались в интервалах перфорации нагнетательной горизонтальной скважины. В первом варианте перфорация была на участке скважины непосредственно в зоне нефтенасыщенности 0,80 д. ед. и более, во втором варианте - непосред-

ственно в зоне нефтенасыщенности 0,20-0,80 д. ед. Второй вариант предусматривает те же параметры работы скважин, что и в первом варианте, отличие заключается лишь в интервале перфорации ствола нагнетательной скважины - перфорация осуществлена в преимущественно водонасыщенных зонах пласта. Динамика дебита нефти приведена на рис. 24. Сопоставительный анализ позволяет сделать вывод, что при реализации второго варианта разработки рост добычи нефти наблюдается уже через полгода после начала работы скважин, в то время как в случае закачки теплоносителя в пласт с меньшей водонасыщенностью прирост в добыче нефти происходит лишь через 6 лет после начала разработки.



Рисунок 24 Изменение среднегодового дебита нефти

Четвертая глава посвящена обоснованию траекторий горизонтальных скважин и боковых стволов в пределах участков I блока Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения и оценке влияния кондиционных значений параметров на показатели разработки. Абдрахмановская площадь является одной из центральных и крупных площадей месторождения. Рассматриваемый в данной работе I блок является частью Абдрахмановской площади. Основным эксплуатационным объектом являются терригенные отложения пашийского горизонта франского яруса верхнего девона (D_1), представленные в пределах I блока Абдрахмановской площади 8 пластами-коллекторами: “а”, “б₁”, “б₂”, “б₃”, “в”, “Г₁”, “Г₂”, “Г_{3д}”.

Целью создания модели I блока и гидродинамических расчетов является обоснование мероприятий по вовлечению в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти путем восстановления малодобитного, отработанного фонда скважин. Сделать это можно за счет бурения боковых горизонтальных стволов (БГС). Обоснование выбора перечня скважин для бурения БГС и определение мест бурения горизонтальных скважин предложено на основе результатов гидродинамических расчетов.

По данным истории разработки была проведена адаптация геолого-гидродинамической модели.

После адаптации параметров модели по истории разработки были осуществлены прогнозные расчеты для определения эффективности рекомендуемых мероприятий по доразработке I блока Абдрахмановской площади. Все варианты рассматривались до достижения предельной обводненности продукции 99 %. На основании моделирования предложены следующие варианты доразработки блока, их характеристика и ожидаемые уровни добычи нефти по каждому из них:

- разработка блока без бурения БГС;
- бурение БГС в 98 скважинах старого фонда в соответствии с рекомендациями проектного документа;
- бурение БГС в 98 скважинах старого фонда. Направление проводки БГС уточнено на основании анализа результатов гидродинамических расчетов;
- бурение первоочередных 19 БГС в соответствии с рекомендациями проектного документа;
- бурение первоочередных 19 БГС. Направление проводки БГС принято на основании анализа результатов гидродинамических расчетов.

В группу первоочередных включены скважины, в разрезе которых имеется хотя бы один незаводненный пласт с нефтенасыщенной толщиной не менее 3 м, извлекаемыми запасами не менее 15 тыс.т. и толщинами глинистых перемычек между проектным пластом и выше- и нижележащими не менее 3 м. Принятая в качестве критерия выделения объектов зарезки БГС толщина глинистой перемычки обусловлена тем, что в условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения именно такая толщина является надежным разделом для изоляции пластов при их совместной разработке. В остальную группу входят скважины, в которых бурение БГС по одному пласту недопустимо из-за незначительности запасов или толщин, но в этих скважинах возможно объеди-

нение нескольких пластов в единую пачку с суммарными извлекаемыми запасами не менее 15 тыс.т.

При выборе направления стволов учитывались следующие факторы:

- охват менее выработанных участков блока;
- поворот ствола скважин в область, не охваченную фронтом заводнения;
- значения запасов и заводнение в окрестности скважин.

Сравнение прогнозных показателей разработки, рассчитанных по модели с фактическим состоянием

На I блоке Абдрахмановской площади за период с 2000 по 2007 гг. пробурено 20 вертикальных скважин. В табл. 5 приведены суммарные модельные и фактические нефтенасыщенные толщины.

Таблица 5

Модельные и фактические нефтенасыщенные толщины

Скважины	Год ввода скв. в эксплуатацию	Эффективная толщина, м		Дебит нефти, т/сут		Отбор нефти, тыс.т
		факт	модель	факт	модель	
00740Д	2002	12,3	6,9	4,3	2,4	3,02
08825Д	2003	13,0	7,9	3,5	2,1	1,56
14023	1977	0,0	12,3	1,0	3,6	3,59
14151	2002	3,0	3,9	3,6	4,7	0,35
23581	2002	4,8	3,9	4,2	3,4	1,20
23640	2002	4,5	6,1	4,1	5,6	0,63
23715	2005	13,0	11,5	5,2	4,6	6,66
23807	2002	9,8	0,0	1,1	0,0	0,65
23823	2002	11,8	4,6	4,0	1,6	3,14
23824	2002	21,9	6,5	4,1	1,2	2,26
23825	2002	11,7	5,7	4,0	2,0	0,83
23826	2006	14,6	12,6	4,6	4,0	0,73
24021	2001	2,7	18,7	4,8	33,2	2,00
24024	2001	4,1	10,6	4,8	12,4	5,44
24025	2001	0,8	12,8	5,4		2,15
24028	2002	9,7	8,1	4,0	3,3	0,81
24253	2001	8,3	9,9	5,4	6,4	6,84
23804	2002	8,1	8,4	1,6		1,09
	среднее	8,56	8,35			

Нефтенасыщенная толщина принята как сумма толщин нефтенасыщенных пластов по данным ГИС. Различия в значениях суммарной мощности между принятыми в модели и фактическими объясняются тем, что часть новых скважин пробурена на краю блока, и из-за этого возможны краевые ошибки при построении геолого-фильтрационной модели. Прогнозные нефтенасыщенные толщины, рассчитанные по адаптированной до 2000 г. модели и полученные по фактическим пробуренным с 2000 по 2007 гг. скважинам, определенным по ГИС, в целом отличаются на 2,34 %. Расчеты по методу парной корреляции показали, что коэффициент корреляции между фактическими и модельными прогнозными эффективными толщинами в скважинах составляет 0,77.

Оценка влияния некондиционных значений параметров пласта на величину запасов нефти и показатели разработки на примере модельного участка I блока Абдрахмановской площади

На основании моделирования участка проведена оценка влияния некондиционных значений параметров пласта на показатели разработки. При этом некондиционными приняты следующие значения: пористость <12,0 %, проницаемость <30 мкм² и толщина пласта <0,8 м. Разрезы участка I блока Абдрахмановской площади с учетом и без учета некондиционных значений параметров пластов приведены на рис. 25, 26.

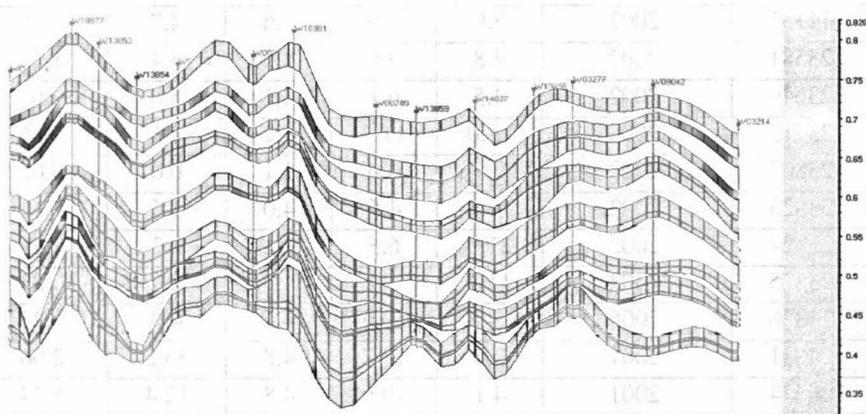


Рисунок 25 Профиль без учета некондиционных значений параметров пласта

Гидродинамические расчеты на моделируемом участке показали, что геологические запасы (без учета некондиционных значений параметров пластов) составили 4764,8 тыс.т., балансовые (с учетом некондиционных значе-

ний параметров пластов) – 4295,7 тыс.т. Накопленная прогнозная добыча нефти на при достижении обводненности продукции 98 % без учета некондиционных значений составляет 1397,5 тыс.т., с учетом некондиционных значений – 1074,4 тыс.т. Разница в накопленной добыче нефти составила 323,1 тыс.т. (30 %). Динамика накопленной добычи нефти с учетом и без учета некондиционных значений параметров пластов при достижении обводненности продукции 98 % представлена на рис. 27.

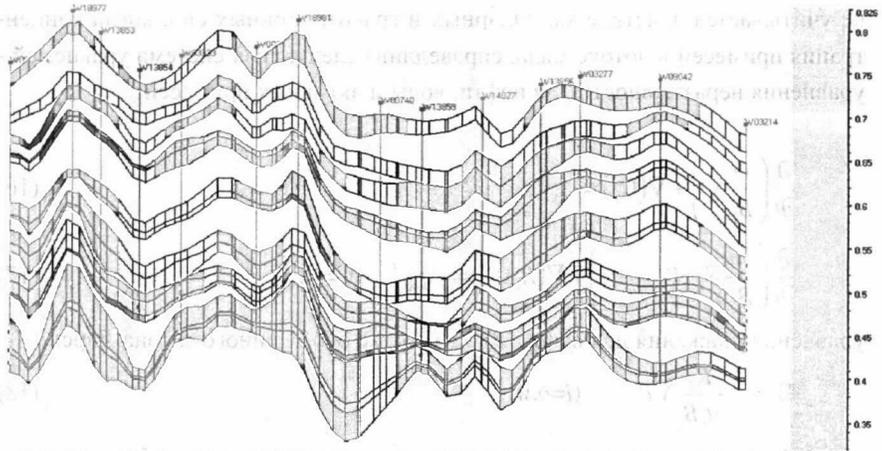


Рисунок 26 Профиль с учетом некондиционных значений параметров пласта

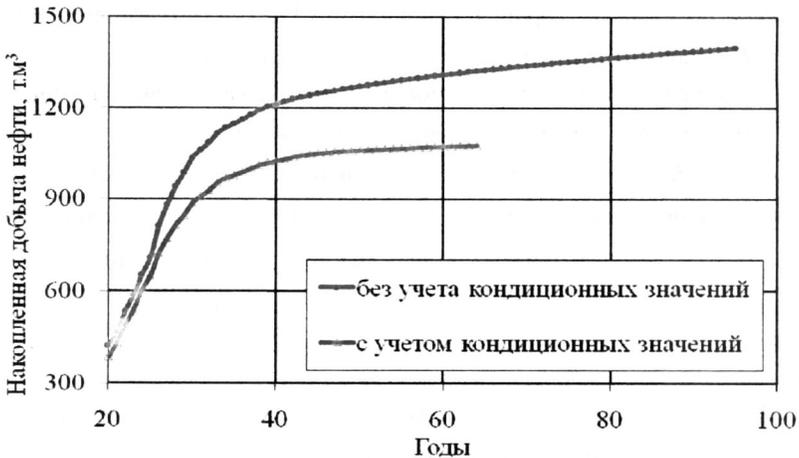


Рисунок 27 Динамика накопленной добычи нефти с учетом и без учета некондиционных значений параметров

В пятой главе приводится оценка результатов воздействия на нефтяные пласты полимердисперсными системами на основе гидродинамического моделирования.

Принято, что фильтрация изотермическая, жидкости слабосжимаемы, примеси (полимер и дисперсные частицы горных пород) переносятся только водой и их концентрация мала.

Кроме того, скорость движения дисперсных частиц совпадает со скоростью переносящей их фазы. В крупномасштабном приближении, в котором не учитывается действие капиллярных и гравитационных сил, когда концентрация примесей в потоке мала, справедлива следующая система уравнений - уравнения неразрывности для нефти, воды и активных примесей:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m}{B_i} S_i \right) + \nabla(\mathbf{U}_i) = -q_i, \quad (i=o, w), \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m}{B_w} S_w (R_l + a_l) \right) + \nabla(R_l \mathbf{U}_w) = -q_{Rl}, \quad (l=1, 2), \quad (17)$$

уравнения движения для нефти и воды в виде обобщенного закона Дарси:

$$\mathbf{U}_i = -\frac{K_i}{\mu_i B_i} \nabla P, \quad (i=o, w). \quad (18)$$

В приведенных выше уравнениях q_{Rl} – интенсивность отбора примеси через скважины: $q_{Rl} = R_l q_w$; a_l – количество сорбированной примеси, рассчитываемое по изотерме сорбции Генри: $a_l = R_l \Gamma_l$; Γ_l – коэффициент Генри; индекс $l=1$ означает полимер, а $l=2$ – частицы горных пород.

Будем считать, что примеси могут изменять вязкость вытесняющей фазы и проницаемость пласта и что фазовая проницаемость K_i определяется зависимостью $K_i = \bar{k} k f_i$, где k – абсолютная проницаемость пласта, \bar{k} – фактор остаточного сопротивления, f_i – относительная фазовая проницаемость. Вязкость воды зависит только от концентрации полимера в водном растворе. $\mu_w = \mu_w^0 (1 + \beta R_1)$, где μ_w^0 – вязкость воды без полимера, β – коэффициент, величина которого определяется предельным содержанием полимера в растворе.

В настоящей работе \bar{k} возьмем в виде функции, зависящей от количества осевших агрегатов и от концентрации примесей в подвижной воде.

На нагнетательных скважинах дополнительно задается концентрация примесей в воде.

В качестве метода решения сформулированной задачи выбран метод контрольных объемов. Слои могут совпадать с реальными пластами, представлять отдельные пласты в виде набора слоев или объединять схожие по строению пласты в один слой (рис. 27).

Искомые поля давления, водонасыщенности и концентрации примесей связываются с узлами триангуляции Делоне в плане и с серединой высоты ячейки, а сама ячейка служит контрольным объемом.

Осреднение достигается интегрированием системы уравнений по контрольным объемам Ω_i с поверхностью G_i ($i=1, \dots, MN$) с последующим приближенным вычислением всех интегралов в предположении постоянства значений характеристик пласта по блоку.

Опытный участок Акташской площади Ново-Елховского месторождения

Оценка промышленного эксперимента по воздействию полимердисперсной системой на нефтяные пласты проводилась на примерах Акташского участка Ново-Елховского месторождения в Татарстане. Временной интервал оценки результатов воздействия закачки ПДС составил 7 лет (1995-2002 гг.). Объекты разработки - пласты пашийского горизонта: Д1а, Д1б1, Д1б2-3.

Анализ разработки опытного участка в представленной работе выполнен по пяти добывающим скважинам – 1706, 2357, 1666, 2436, 2383 и нагнетательной скважине 1667. В целом по участку отобрано 1063,6 тыс.т. нефти и 3894,6 тыс.т. жидкости. Текущая обводненность продукции на 2002 г. составила 95,6 %.

Нагнетание воды началось в 1982 г. В общей сложности закачано 1464,3 тыс.т.

Закачка ПДС началась в 1995 г. В общей сложности закачано 296,8 тыс.м³ растворов полимердисперсных веществ.

Для проведения технико-экономических расчетов эффективности применения ПДС предварительно была воспроизведена начальная геологическая характеристика участка, с подсчетом начальных балансовых запасов.

В пределах пашийского горизонта выделено три объекта: пласты Д1а, Д1б1, Д1б2+3. Модель резервуара для гидродинамических расчетов была представлена тремя слоями, совпадающими с тремя выделенными объектами.

По опытному участку были просчитаны два варианта разработки. Первый вариант, базовый, рассчитывался до обводненности продукции 98 % без применения ПДС. Второй вариант рассчитывался также до обводненности

продукции 98 %, но с учетом выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины за счет закачки ПДС.

Настройка фильтрационной модели проводилась по фактическим данным обводненности продукции (истории разработки) за период времени 1973-2002 гг. На рис. 28 приведены карты выработки подвижных запасов по состоянию на 2016 г. по пласту Д1а.

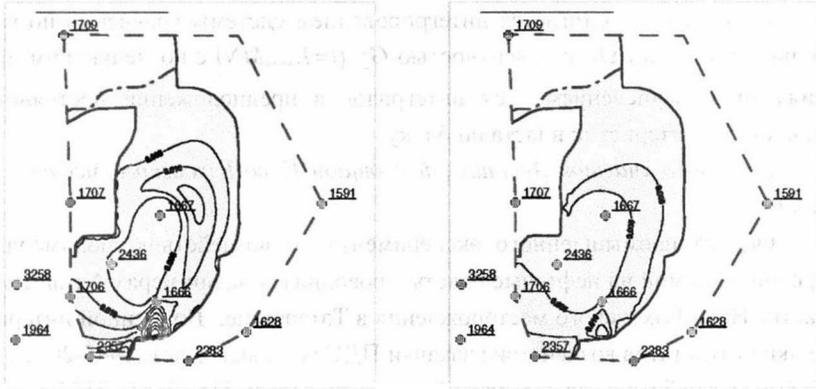


Рисунок 28 Плотность распределения подвижных запасов по пласту Д1а: слева – без воздействия ПДС; справа – после воздействия ПДС

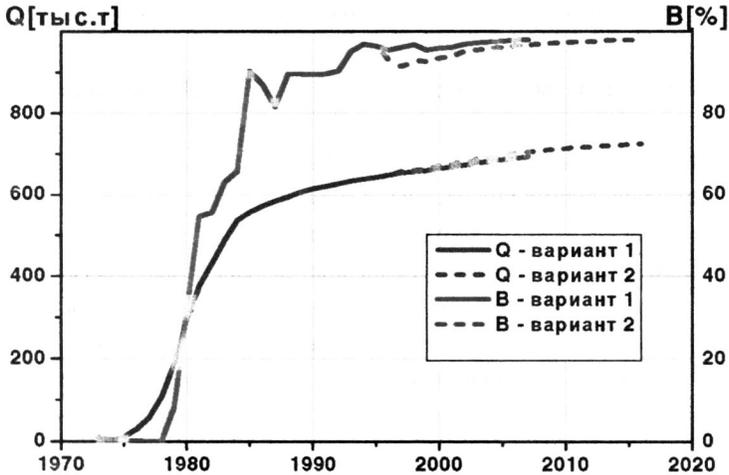


Рисунок 29. Динамика накопленной добычи нефти и обводненности продукции скважин по годам

Видно, что применение ПДС обеспечивает более равномерный и полный отбор подвижных запасов по сравнению с вариантом без применения ПДС. На рис. 29 приведены сопоставления накопленных отборов нефти и обводненности продукции по вариантам разработки. Из рисунков следует, что в результате применения ПДС в качестве метода выравнивания профиля приемистости и, как следствие, увеличения охвата пластов заводнением, увеличивается объемы отбираемой нефти. Прирост добычи нефти составил по модели на 01.01.2003 г. 7,5 тыс.т. Всего же за проектный период (1995-2016 гг.) по варианту 2 прирост составит 31 тыс.т. нефти. Коэффициент нефтеизвлечения по варианту 2 составит 0,495, что на 2,1 % больше, чем по варианту 1.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

На основе широкого использования методов геологического и гидродинамического моделирования для трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений были получены следующие результаты:

1. На основе интегральных законов сохранения массы создана блочно-сеточная модель фильтрации двухфазной жидкости. С использованием точного решения для давления в круговом пласте получены формулы, связывающие дебиты скважин и забойные давления. Получены разностные соотношения, учитывающие переток жидкости между подобластями и оценивающие влияния напора краевых вод на динамику технологических показателей разработки нефтяных месторождений. Предложенная блочно-сеточная модель фильтрации использована в проектных документах Ново-Шешминского, Ямашинского, Тавельского, Чишминской площади Ромашкинского месторождений.

2. На примере опытного участка Акташской площади Ново-Елховского месторождения показано, что воздействие на нефтяные пласты полимердисперсной системой обеспечивает более равномерный и полный отбор подвижных запасов нефти по сравнению с вариантом без воздействия. Прогнозные показатели по накопленной добыче нефти на конец разработки по сравнению с базовым вариантом больше на 31 тыс.т.

3. Для турнейских отложений месторождений получены зависимости, связывающие коэффициенты нефтеизвлечения и дебиты скважин с расстоянием по вертикали от основного горизонтального ствола до ВНК, длинами стволов разветвлений, направлениями разветвлений горизонтального ствола.

4. С использованием результатов термогидродинамического моделирования пластов Мелекесской впадины установлено, что бурение боковых стволов в нагнетательных скважинах в радиальном направлении длиной 0,30-0,35 д. ед. по отношению к расстоянию между скважинами в сочетании теплового воздействия на пласт с заводнением при закачке оторочки пара в объеме 0,3–0,5 д. ед. от порового объема, приводит к наиболее экономически эффективному результату при извлечении высоковязкой нефти при любой сетке скважин.

5. Для СВН предложен и обоснован метод повышения коэффициента нефтеизвлечения залежи закачкой теплоносителя в подстилающий водоносный пласт через вертикальную нагнетательную с поочерёдным переводом под циклическую закачку теплоносителя вертикальных добывающих скважин.

6. Проведенные расчеты технологических показателей разработки СВН при закачке теплоносителя в пласт через горизонтальную скважину с различной водонасыщенностью вдоль ее ствола показали, что с целью интенсификации добычи нефти эффективнее перфорировать скважины в преимущественно водонасыщенных зонах пласта.

7. На примере модельного участка I блока Абдрахмановской площади показано, что при достижении обводненности 98 % продукции накопленная добыча нефти для варианта без учета некондиционных значений параметров пласта превысит добычу с учетом некондиционных значений параметров на 321,1 тыс.т. (на 30 %). Учет некондиционных значений параметров пласта представляет потенциальные добывные возможности извлечения нефти из пласта, а также позволяет оценить прирост добычи нефти за счет МУН.

8. По результатам проведенных исследований получено 4 патента РФ на новые технологии разработки.

Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих работах:

а) монография

1. Ибатуллин, Р.Р., Никифоров, А.И., Низаев, Р.Х. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.И. Никифоров, А.Ф. Иванов, Р.Х. Низаев.– Казань: Изд-во "ФЭН" Академии наук РТ. - 2009. - 239с.

б) статьи в изданиях

2. Низаев, Р.Х., Никифоров, А. И. Осредненная модель двухфазной фильтрации / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев // Татар. н.-и. и проект. ин-т нефт. пром-сти. – Бугульма. Деп. во ВНИИОЭНГ 17.06., №1575-НГ88-1988. - 19с.
3. Низаев, Р.Х., Никифоров, А.И. К расчету технологические показатели разработки с применением блочно-осредненной модели двухфазной фильтрации / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев // Семинар "Методология системного анализа проблем разработки нефтяных и газовых месторождений" (пятое издание). Тез. докладов, 15-16 ноября. - Пермь. - 1988. - С.40-41.
4. Низаев, Р.Х. К расчету технологических показателей разработки нефтяных месторождений с учетом влияния напора краевых вод/ Р.Х.Низаев.// - Казань: Тр.ТатНИИ. -вып.70. - 1989. - С.28-29.
5. Никифоров, А.И. Блочно-осредненная модель двухфазной фильтрации с учетом упругих свойств жидкости и породы / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, Р.Т. Фазлыев // Всесоюзный семинар "Современные проблемы теории фильтрации". - М. -1989. - С.24-25.
6. Низаев, Р.Х. Расчет технологических показателей разработки и остаточных запасов нефти на участках тульского горизонта Ямашинского месторождения с применением блочно-осредненной модели двухфазной фильтрации / Р.Х. Низаев, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.В. Абзяппаров // Математическое и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов. Тез. докл. научно-практич. конф. 16-18 октября 1990. - Казань. Альметьевск. - 1990. - С.92-93.
7. Низаев, Р.Х. Использование блочно-осредненной модели при проектировании разработки Ново-Шешминского месторождения / Ю.А. Волков, Р.Х. Низаев, А.И. Никифоров // Итоговая научная конференция КГУ за 1990 г. Секция: Численные методы в подземной гидродинамике. – Казань. - 1991. - 53с.
8. Низаев, Р.Х. Блочное осреднение в моделях двухфазной фильтрации / Р.Х. Низаев, А.И. Никифоров // Краевые задачи теории фильтрации и их приложения. Тез. докл. Всесоюзн. науч. конф., Казань, 23-27 сентября 1991. - Казань. - 1991. - С.36-37.
9. R.H.Nizaev Hydrodynamic calculations of technological indices of the well development based on block-averaged model of two-phase filtration. Russian Academy of Science Institute for Problems in Mechanics / R.H.Nizaev, R.T.Fazlyeyev (TatNIPIneft, Bugulma), A.I.Nikiforov (Institute of Mechanics &

Machinery, Russia Academy of sciences, Kazan) // Proceedings of the International Conference Moscow, 21-26 September. -1992. - С.58-65.

10. Никифоров, А.И. Блочное осреднение модели двухфазной фильтрации в трещиновато-пористом пласте / А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, П.А. Солянов // Моделирование процессов фильтрации и разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Под ред. А. И. Никифорова; Ин-т механики и машиностроения КазНЦ РАН. - Казань. -1992. - С.52-57.

11. Низаев, Р.Х. Обоснование применения горизонтальных скважин на Биклянском месторождении с использованием гидродинамического моделирования. / Р.Х. Низаев, И.Н. Хакимзянов, Л.Н. Шарипова, Р.Т. Фазлыев, М.М. Ахметшакиров // Материалы семинара-конференции главных геологов по вопросам моделирования горизонтальных скважин. - Актюба. - 1999г. - С.25-27.

12. Низаев, Р.Х. Проблемы создания трехмерной гидродинамической модели на базе пакета программ фирмы "Landmark" / Р.Х. Низаев, И.Н. Хакимзянов, А.С. Лисин, А.Л. Кульмамиров // Труды научно-практической конференции VII международной выставки "Нефть, газ - 2000", (Казань, 5-7 сентября 2000г) - в 2 томах. - т. II. – Казань. Экоцентр. - 2000. - С.225-233.

13. Низаев, Р.Х. Изучение возможности извлечения остаточных запасов нефти путем забуривания вторых горизонтальных стволов на 1 блоке Абдрахмановской площади с использованием трехмерного пакета программ фирмы "Landmark" / М.З. Тазиев, И.Н. Файзуллин, Р.Г. Рамазанов, Р.Б. Хисамов, Р.Х. Низаев, А.Н. Хамидуллина, А.С. Лисин, А.Л. Кульмамиров, С.В. Насыбуллина // Сборник научных трудов. Вып. 3. - Уфа. - 2000г. - С.35-38.

14. Фазлыев, Р.Т. РД 39-0147585-214-00 Методическое руководство по проектированию, строительству, геофизическим и промысловым исследованиям горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии / Р.Т. Фазлыев, Р.Р. Ибатуллин, А.Г. Корженевский, Р.Х. Низаев и др. // ТатНИПИнефть. - Бугульма. - 2000. - 147с.

15. Низаев, Р.Х. Совершенствование системы разработки 1 блока Абдрахмановской площади с использованием трехмерного пакета программ фирмы "Landmark" / И.Н. Файзуллин, Р.Х. Низаев, Р.Г. Рамазанов, Р.Б. Хисамов, А.Л. Кульмамиров // Сборник научных трудов. Вып. 3. -Уфа. - 2000.

16. Низаев, Р.Х. Использование моделирования для решения задач по повышению эффективности доразработки месторождений нефти, находящихся на поздней стадии разработки. Георесурсы / И.Н. Файзуллин, Р.Х.

Низаев, Р.Г. Рамазанов, Р.Т. Фазлыев, А.С. Лисин, А.Л. Кульмамиров, И.Н. Хакимзянов, С.В. Насыбуллина, И.Р. Хабибуллин // Материалы семинара-конференции главных геологов по вопросам моделирования горизонтальных скважин. - Актюба. - 2001. - №4. - С.12-14.

17. Низаев, Р.Х. Использование трехмерной математической модели для оценки эффективности систем разработки с горизонтальными скважинами / Н.С. Нуреева, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев, В.Н.Петров // Нефть Татарстана, №1, Производственный, Теоретический, Научно-популярный и Информационный журнал. - Бугульма. - 2002. - С.44-47.

18. Низаев, Р.Х. Оценка возможного влияния некондиционных параметров многопластовых объектов на величину запасов нефти и показатели разработки / Ю.А. Волков, Р.Х. Низаев, И.Н. Файзуллин // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения. Труды научно-практической конференции VIII Международной выставки "Нефть, газ. Нефтехимия 2001" (Казань, 5-8 сентября 2001 года) в 2-х томах. - Том II. - Казань. - 2002. - С.385-386.

19. Низаев, Р.Х. Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений / Р.Х. Низаев, И.М. Салихов, А.М. Шавалиев, С.В. Сидоров, А.Л. Кульмамиров, А.С. Лисин // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №7. - С.23-26.

20. Низаев, Р.Х., Абдулмазитов, Р.Г. Планирование методов увеличения нефтеотдачи и стимуляция скважин по технологическим показателям разработки / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев, И.Н. Файзуллин, Р.Г. Галеева // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №7. - С.65-66.

21. Низаев, Р.Х., Бакиров, А.И. Формирование исходных данных для расчета технологических показателей разработки на гидродинамической модели / А.И. Бакиров, И.М. Бакиров, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев // Нефтяное хозяйство. - 2005. - №10. - С.49-50.

22. Низаев, Р.Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений / Р.Х. Низаев, С.В. Сидоров // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №3. - С.42-45.

23. Низаев, Р.Х. Совершенствование технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах с применением горизонтальных скважин / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №3. - С.34-36.

24. Абдулмазитов, Р.Г. Использование информационных технологий в ТатНИПИнефть для проектирования разработки нефтяных месторождений

/ Р.Г. Абдулмзитов, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, Р.Х. Низаев // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО "Татнефть", 25-26 апреля 2006г. - Бугульма. - 2006. - С.159-162.

25. Низаев, Р.Х. Внедрение новых промышленных технологий разработки залежей высоковязких нефтей с подстилающим водоносным горизонтом на основе результатов расчётов в термогидродинамическом симуляторе STARS программного комплекса CMG / Р.Г. Абдулмзитов, Р.Х. Низаев, Г.В. Александров, А.М. Хуррямов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ. - 2008. - С.70-78.

26. Низаев, Р.Х., Абзяппаров, А.В. Выбор оптимальной системы разработки залежи содержащую высоковязкую нефть при тепловом воздействии с использованием термогидродинамического моделирования / А.В. Абзяппаров, Р.Х. Низаев, Г.В. Александров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ. - 2008. - С.102-111.

27. Низаев, Р.Х. Методическое пособие по " Созданию геологической и гидродинамической моделей месторождения" / Р.Х. Низаев, И.М. Бакиров, Е.В.Орехов // - Альметьевск. - 2008. - 42с.

28. Низаев, Р.Х. Состояние, особенности и проблемы построения геологических и гидродинамических моделей мелких месторождений / Р.Х. Низаев, Р.Г. Рамазанов, С.В. Сидоров, Л.Р. Оснос //Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ. - 2008. - С.111-126.

29. Низаев, Р.Х. Использование моделирования для анализа вариантов совершенствования системы разработки Абдрахмановской площади / Р.Х. Низаев, Р.Г. Рамазанов, А.Н. Хамидуллина, И.Н. Файзуллин, А.Я. Сулейманов // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №7. - С.90-91.

30. Низаев, Р.Х. Оценка воздействия на нефтяные пласты полимер-дисперсными системами / Р.Х. Низаев, А.И. Никифоров, А. Ш. Газизов // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №8. - С.50-53.

31. Низаев, Р.Х. Зависимость показателей разработки от распределения нефтенасыщенности вдоль ствола нагнетательной горизонтальной скважины при паротепловом воздействии / Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров, Р.Х. Низаев, Г.В. Александров, А.И. Арзамасцев // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №10. - С.52-53.

32. Низаев, Р.Х. Выбор мероприятий по повышению эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей по результатам гидродинамического моделирования на примере Ашальчинского месторождения / Р.Х.

Низаев, Г.В. Александров, А.И. Арзамасцев, Л.Р. Оснос // НТЖ. Нефть. Газ. Новации. - 2010. - №1. - С.6-9.

33. Низаев, Р.Х. Модифицированные фазовые проницаемости в задачах площадного заводнения слоистых пластов с квадратичными и кубическими исходными проницаемостями / С.П. Плохотников, В.А. Богомолов, О.Р. Булгакова, Р.Х. Низаев, В.В. Елисеенко // ОПИПМ. -2009. -т.16. - Вып.6. - С.1109-1110.

в) авторские свидетельства и патенты на изобретения

34. Пат. № 2215130 РФ, Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяного месторождения / Р.С. Хисамов, Р.Г. Рамазанов, С.В. Насыбуллина, Р.Х. Низаев // № 2002106902/03; Заявлено 18.03.2002; Оpubл. 27.10.2003, Бюл. № 30.

35. Пат. № 2273728 РФ, Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяного месторождения (варианты) / С.В. Насыбуллина, В.Г. Салимов, Р.Х. Низаев // № 2004121861/03; Заявлено 16.07.2004; Оpubл. 10.04.2006, Бюл. № 30.

36. Пат. №2365748 РФ, Е 21 В 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти, подстилаемой водой / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Х. Низаев, Г.В. Александров, И.Н. Файзуллин, М.А. Сайфутдинов, А.Н. Кузнецов // № 2008111379/03; Заявлено 24.03.2008; Оpubл. 27.08.2009, Бюл. № 24.

37. Пат. № 2378503 РФ, Е 21 В 43/24. Способ извлечения высоковязкой нефти из залежи / Ш.Ф. Тахаутдинов, А.В. Абзяпбаров, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Х. Низаев, Р.А.Мусин // № 2008123688/03; Заявлено 10.06.2008; Оpubл. 10.01.2010. Бюл. № 1.

10

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
на цифровом ризографе Riso HC-5500
тел.: (85594) 78-656, 78-565
Подписано в печать 05.07.2010 г.
Заказ №05071001 Тираж 100 экз.