УДК 622.276

На правах рукописи

ПЕТРОВ ВЛАДИМИР НИКОЛАЕВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЯ СПОСОБОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ И СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН

(на примере нефтяных месторождений Республики Татарстан)

Специальность 25.00.17 − Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2016

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

Научный руководитель	доктор технических наук **Хакимзянов Ильгизар Нургизарович**
Официальные оппоненты	**Газизов Айдар Алмазович** доктор технических наук, ПАО «Иджат», генеральный директор;
	Альмухаметова Эльвира Маратовна, кандидат технических наук, Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, кафедра разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, доцент
Ведущее предприятие	**Общество с ограниченной ответственностью «СамараНИПИнефть»**

Защита состоится «13» октября 2016 года в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru

Автореферат разослан «_____» _____ 2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Для нефтяных компаний России объективной реальностью станет необходимость перехода к освоению месторождений нефти со сложным пространственным строением залежей, состоящих из многопластовых объектов с высокой изменчивостью (неоднородностью) вмещающих пород, путём внедрения собственных разработок и технологий. Традиционные подходы к разработке таких месторождений иногда приводят к опережающей выработке запасов углеводородов высокопродуктивных зон и прослоев, а также к росту обводненности продукции скважин, в то же время в низкопроницаемых прослоях коллекторов образуются зоны слабодренируемых запасов, поэтому для извлечения таких запасов необходимо использование новых технологий добычи нефти. Первостепенное значение для избирательной выработки остаточных запасов из коллекторов, имеющих сложное геологическое строение и различные фильтрационно-емкостные свойства играет определение зон их локализации. Одним из путей решения проблемы довыработки остаточных запасов нефти, сконцентрированных в слабодренируемых зонах из-за неоднородного и сложного строения является применение различных систем размещения скважин.

Удержание уровней добычи и достижение высокого значения конечного коэффициента извлечения нефти для неоднородных и сложнопостроенных коллекторов может быть получено путём совершенствования существующих технологий, направленных на интенсификацию выработки запасов с помощью комплексного воздействия на пласт:

- эффективной проводкой скважин с горизонтальным окончанием в зонах с высокой зональной и послойной неоднородностью;
- применением гидроразрыва пластов для регулирования системы разработки;
- технологиями, направленными для более полной выработки запасов в неоднородных, линзовидных пластах с водонефтяными зонами с малым этажом нефтеносности;
- использованием оборудования для одновременно-раздельной добычи и одновременно-раздельной закачки при совместной разработке двух и более пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Представленная работа посвящена изучению проблемы интенсификации выработки запасов нефти в условиях неоднородных и сложнопостроенных коллекторов с помощью создания новых эффективных методов и технологий нефтеизвлечения.

Степень разработанности темы. Проблемам повышения эффективности выработки запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов посвящено большое количество работ. Основные принципы совершенствования систем разработки неоднородных коллекторов были заложены в трудах таких ученых, как Абдулмазитов Р.Г., Бакиров И.М., Газизов А.А., Гилязов Р.М., Дементьев Л.Ф., Дияшев Р.Н., Ибатуллин Р.Р., Иктисанов В.А., Лисовский Н.Н., Лысенко В.Д., Миронова Л.М., Муслимов Р.Х., Мухаметшин Р.З., Низаев Р.Х, Рамазанов Р.Г., Токарев М.А., Фазлыев Р.Т., Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Шавалиев А.М. Существенный вклад в развитие теоретических и практических основ разработки и эксплуатации многопла-

стовых объектов внесли Валовский В.М., Валовский К.В, Гарифов К.М., Насыбуллин А.В. Несмотря на то, что проблемам выработки запасов нефти и, в частности, из различных типов коллекторов, посвящен ряд зарубежных и отечественных исследований, вопрос повышения эффективности выработки запасов из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов является недостаточно изученным и проработанным. Так, например, остаются малоизученными вопросы выработки запасов из многопластовых залежей среднего карбона, отсутствует методический подход к выработке подвижных запасов нефти на различных стадиях разработки, с близким расположением ВНК и водонефтяными зонами, с малым этажом нефтеносности, не до конца изучена эффективность технологий направленных для адресной выработки запасов, не определены способы повышения эффективности систем заводнения на многопластовых объектах, вследствие чего на практике возникают проблемы комплексного воздействия на такого рода объекты разработки.

Наличие широкого круга нерешенных вопросов повышения эффективности разработки неоднородных и сложнопостроенных коллекторов характеризует объективную необходимость совершенствования технологий, направленных на повышение эффективности адресной выработки запасов с помощью различных систем размещения скважин.

Цель работы – повышение эффективности выработки запасов нефти на разных стадиях разработки месторождений в условиях неоднородных и сложнопостроенных коллекторов для различных систем размещения скважин.

Основные задачи исследований:

1. Формирование представления об особенностях геологического строения разрабатываемых отложений среднего карбона Кутушского нефтяного месторождения с помощью компьютерного моделирования и выделение на его основе слабодренируемых участков имеющих рентабельную величину остаточных извлекаемых запасов.

2. Исследования на математических моделях направления движения флюидов на многопластовой залежи и совершенствование технических и технологических решений для повышения эффективности проводки скважин с горизонтальным окончанием для практической реализации рекомендаций по обеспечению дифференцированного воздействия на объекты с разными фильтрационно-емкостными свойствами или различной степенью неоднородности.

3. Разработка метода по использованию результатов данных непродольного вертикального сейсмопрофилирования на стадии проектирования для оптимизации размещения скважин.

4. Разработка метода по выбору направления дополнительных стволов в эксплуатационных скважинах в участках с относительно высокой плотностью подвижных запасов нефти.

5. Создание технологий для повышения степени выработки запасов в неоднородно-линзовидных пластах с водонефтяными зонами и в обводненных многопластовых залежах с малым этажом нефтеносности.

Методы решения поставленных задач.

Для решения поставленных задач в рамках работы проведены сравнительные теоретические исследования особенностей фильтрации в неоднородных и сложнопо-

строенных коллекторах при существующей системе разработки. Проведены исследования эффективности предложенных технологий, направленных на дальнейшее развитие системы разработки с помощью методов трехмерного геологического и гидродинамического моделирования, а также многомерного статистического анализа.

Научная новизна результатов работы:

1. Установлена корреляция между формой траектории горизонтальных стволов скважин с горизонтальным окончанием и степенью охвата неоднородного нефтяного пласта вытеснением для его разработки.

2. Установлена корреляция между оптимальной длиной работающего интервала горизонтального участка ствола добывающей скважины и распределением фильтрационных потоков нефти при искусственном заводнении залежи.

3. Для условий разработки продуктивных пластов среднего карбона Кутушского нефтяного месторождения определена степень вскрытия горизонтального участка ствола добывающей скважины в зависимости от проницаемости продуктивных пластов.

4. Установлена зависимость между направлением и углами профилей непродольного вертикального сейсмопрофилирования и положением забоев скважин в залежи.

Основные защищаемые положения:

1. Технология разработки многопластовых залежей нефти с помощью размещения в добывающих и нагнетательных скважинах условно-горизонтальных забоев с целью дифференциации давления нагнетания по каждому из пластов в зависимости от их фильтрационно-ёмкостных свойств.

2. Технология разработки обводненной нефтяной залежи с помощью оборудования одновременно-раздельной добычи для исключения образования конусов обводненности.

3. Метод оконтуривания залежей нефти и оптимизации размещения проектного фонда скважин на основе использования результатов непродольного вертикального сейсмопрофилирования для повышения эффективности разработки макронеоднородных залежей, за счет увеличения точности структурных построений.

4. Технология разработки неоднородно-линзовидных пластов с водонефтяными зонами с помощью воздействия на линзу: 1) за счет отбора продукции пласта из вскрытого участка со стороны устья, расположенного выше уровня водонефтяного контакта; 2) за счет нагнетания жидкости из условно-горизонтального участка скважины в участок вскрытия со стороны забоя, расположенного выше уровня водонефтяного контакта, в результате разрежения, создаваемого отбором.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п. 5: Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая

имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов.

Практическая ценность результатов работы.

1. Установлено, что в неоднородном пласте выработка запасов нефти с применением добывающей скважины с горизонтальным окончанием с синусоидальным, нисходящим или восходящим профилем позволяет достичь большего охвата пласта вытеснением, чем в случае вертикального или строго условно-горизонтального ствола.

2. Для условий разработки продуктивных пластов среднего карбона Кутушского нефтяного месторождения горизонтальные окончания скважин проводят до сообщения с вертикальной нагнетательной скважиной. Для отделения забоя нагнетательной скважины от добывающей проводят изоляцию с помощью установки глухого пакера на расстоянии 40-60 м дальше забоя. Определён эффективно работающий интервал, равной длине 100-125 м от точки входа в пласт условно-горизонтального участка добывающей скважины, в зависимости от проницаемости продуктивных пластов.

3. Показана необходимость проведения детализационных сейсмоисследований методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования, позволяющим определить рациональное размещение скважин. Для этого необходимо уточнять прогнозный структурный план продуктивного пласта в направлении свода структуры, контролирующей залежь по трём направлениям, расходящихся не более чем на 60^0. Показано, что при уменьшении угла между сейсмопрофилями увеличивается точность результатов структурных построений.

4. Применение способа разработки нефтяной малоразведанной залежи при размещении новых скважин на залежах НГДУ «Нурлатнефть» позволило увеличить добычу нефти на 0,8 тыс. т, экономический эффект составил 1,4 млн. руб.

5. Результаты, полученные в диссертационной работе, используются при реализации геолого-технических мероприятий в технологиях разработки залежей с неоднородными, многопластовыми и сложнопостроенными коллекторами, а также в качестве инженерно-технологических методических приёмов при прогнозировании остаточных извлекаемых запасов и выборе комплекса мероприятий по их выработке на месторождениях НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть». Чистая прибыль от внедрения результатов диссертационной работы в НГДУ «Нурлатнефть» составила 15,4 млн. руб.

6. Авторские разработки положены в основу трёх РД ПАО «Татнефть»: РД 153-39.0-421-05 «Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов»; РД 153-39.0-778-12 «Методическое руководство по технологиям разработки малоразведанных залежей, отдельных линз и залежей на поздней стадии скважинами с горизонтальным, наклонно-направленным и вертикальными окончанием и боковыми стволами с горизонтальным, наклонно-направленным и вертикальными окончанием»; РД 153-39.0-904-15 «Методическое руководство по технологии разработки месторождений нефти с высокой зональной и послойной неоднородностью коллекторов горизонтальными и вертикальными скважинами, а также скважинами малого диамет-

ра с оптимизацией системы заводнения и плотности сетки скважин и проведением гидроразрыва пластов».

7. При выполнении работы предложены семь технических решений признанных как изобретения: «Способ разработки неоднородной нефтяной залежи»: пат. №2517674; «Способ разработки обводненной нефтяной залежи»: пат. №2401937; «Добывающая скважина с боковыми стволами»: пат. на полезную модель №135355, «Способ разработки нефтяной малоразведанной залежи»: пат. №2447270; «Способ разработки нефтяного месторождения»: пат. №2172395; «Способ разработки нефтяной залежи с водонефтяными зонами»: пат. №2443853; «Способ разработки нефтяной залежи»: пат. №2578090.

8. Основные положения и результаты диссертационной работы реализованы в пяти технологических проектных документах по разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан. Разработаны и внедрены программы дальнейшего развития систем разработки Сотниковского, Навесного, Нурлатского и Кутушского месторождений, которые были утверждены ЦКР Роснедр в рамках работ: «Технологическая схема разработки (ТСР) Сотниковского нефтяного месторождения» (2005 г), «ТСР Навесного нефтяного месторождения» (2009 г), «Дополнения к ТСР Навесного нефтяного месторождения» (2011 г), «Дополнение к проекту разработки Нурлатского нефтяного месторождения» (2013 г), «Дополнение к ТСР Кутушского нефтяного месторождения» (2014 г).

Личный вклад автора состоит в выборе направлений исследований; формулировок целей и задач экспериментов и их решении; сборе, анализе и интерпретации результатов; в выработке методических подходов; в проведении аналитических и математических расчетов.

Вклад автора является определяющим и заключается в непосредственном участии на всех этапах исследований от постановки задач до их конечной реализации, обсуждения результатов в научных публикациях и докладах, разработки практических рекомендаций и внедрения разработанных методик и технологий.

Апробация результатов работы

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: технико-экономических советах ПАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 1999-2015 гг.), научно-практических конференциях (ПАО «Татнефть», Альметьевск, 2001, 2002 гг.), научно-практической конференции, посвященной 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна (Казань 2003г.), международной научно-практической конференции (Москва, 2003 г.), V-ой международной научно-практической конференции («Роснефть», Геленджик, 2005г.), научно-технических ярмарках идей и предложений группы компаний «Татнефть» (Альметьевск, 2010 г., 2014 г.), 20-й юбилейной научно-технической конференции «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин» (Уфа, 2014 г.), VII международной научной конференции «Приоритеты мировой науки: эксперимент и научная дискуссия» (Северный Чарльстон, Южная Каролина, США, 2015), XXI научно-практической конференции «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин» г. Уфа 21.05.2015г. (в рамках XXIII Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии-2015»), XV-ой научно-практической конференции «Геология и разработ-

ка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (журнал «Нефтяное хозяйство», г. Анапа, 22-24.09.2015г.).

Публикации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 26 научных трудах, в том числе в 1 монографии, 4 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 6 патентах РФ на изобретения и патенте РФ на полезную модель.

Структура и объем работы

Диссертационная работа изложена на 165 страницах машинописного текста, состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы из 111 наименований. Включает 80 рисунков и 10 таблиц.

Автор выражает благодарность за помощь и внимание своему научному руководителю доктору технических наук Хакимзянову И.Н., а также признательность д.т.н. Валовскому В.М., д.т.н. Бакирову И.М., к.т.н. Рамазанову Р.Г, к.т.н. Киямовой Д.Т., с.н.с. ООО «Наука» Мироновой Л.М., сотрудникам института «ТатНИПИнефть» Данилову Д.С. и Шайдуллину Д.Ф. за ценные предложения при работе над диссертацией.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и задачи исследования, приведены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В первой главе проведена оценка состояния изученности проблемы совершенствования систем разработки в условиях неоднородных и сложнопостроенных коллекторов и постановка задачи исследования. Рассмотрено состояние исследованности данной проблемы в направлении интенсификация выработки запасов нефти из подобных коллекторов.

Выполненный обзор показывает, что в области интенсификации выработки запасов нефти в условиях неоднородных и сложнопостроенных коллекторов в отечественной и зарубежной практике имеется ряд технических и технологических решений. Большинство авторов сходятся во мнении, что в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, возникает немало нерешенных проблем, связанных в первую очередь с неравномерной выработкой запасов из-за разнообразия их структуры. В результате стоит проблема совершенствования технологий, направленных не только на преодоление низких темпов отбора нефти, но и оказывающих положительное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Ясно, что предпочтение в первую очередь должно отдаваться только низкозатратным и высокоэффективным технологиям, которые способны обеспечить максимальный результат, а именно позволяющих достигать наибольшего значения КИН при различных условиях локализации запасов.

На сегодняшний день, на практике бывает не достаточно применение только одной технологии, поэтому необходимо совершенствовать существующие технологи, направленные на интенсификацию выработки запасов с помощью комплексного воздействия на участки, эффективной проводкой скважин с условно-горизонтальным

окончанием в зонах с высокой зональной и послойной неоднородностью с применением системы искусственного заводнения.

В многочисленных публикациях, посвященных проблемам интенсификации выработки запасов нефти, наблюдается существование разделяемых авторами представлений относительно задач, решаемых с помощью различных технологий. Представляется возможным выделить те направления, на которые необходимо обратить внимание при выборе и дальнейшем исследовании технологий, направленных на эффективность выработки запасов, которые можно в общем виде описать следующим образом:

- создание элементов разработки на залежах с учётом фильтрационно-емкостных свойств пластов;
- выбор системы размещения скважин;
- размещение скважин различных конструкций в продуктивном пласте, создающих условия по расширению зоны дренирования;
- регулирование систем разработки на различных стадиях разработки; - совместная разработка двух и более пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Для этого необходимо создание новых методов и технологий, направленных на изменение фильтрационных потоков, для более равномерного вытеснения нефти за счет выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока добывающих скважин. Сложные задачи фильтрации жидкости в послойно-неоднородных коллекторах целесообразно решать с помощью компьютерного моделирования.

Вторая глава посвящена исследованиям по выделению слабодренируемых участков в неоднородных залежах, имеющих трудноизвлекаемые запасы, и выявлению причин их формирования на основе результатов компьютерного моделирования. В качестве объекта исследования выбрано Кутушское нефтяное месторождение с обособленной локализацией запасов, на котором выделено восемь объектов разработки, выявлено 94 залежи, приуроченные к 19 поднятиям. По условиям залегания и величине остаточных извлекаемых запасов, а также степени неоднородности коллекторов, выбраны объекты для дальнейших исследований. На *рис. 1* представлено распределение геологических запасов по горизонтам.

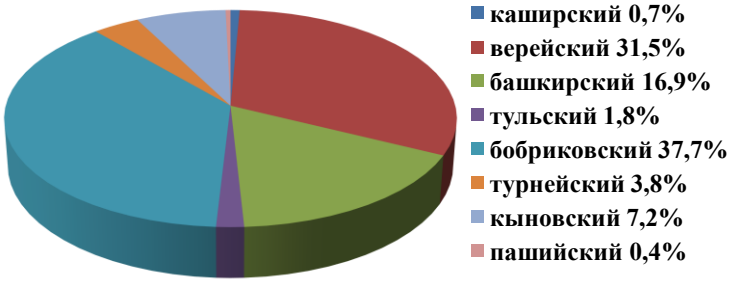


Рис. 1 – Распределение геологических запасов нефти по горизонтам

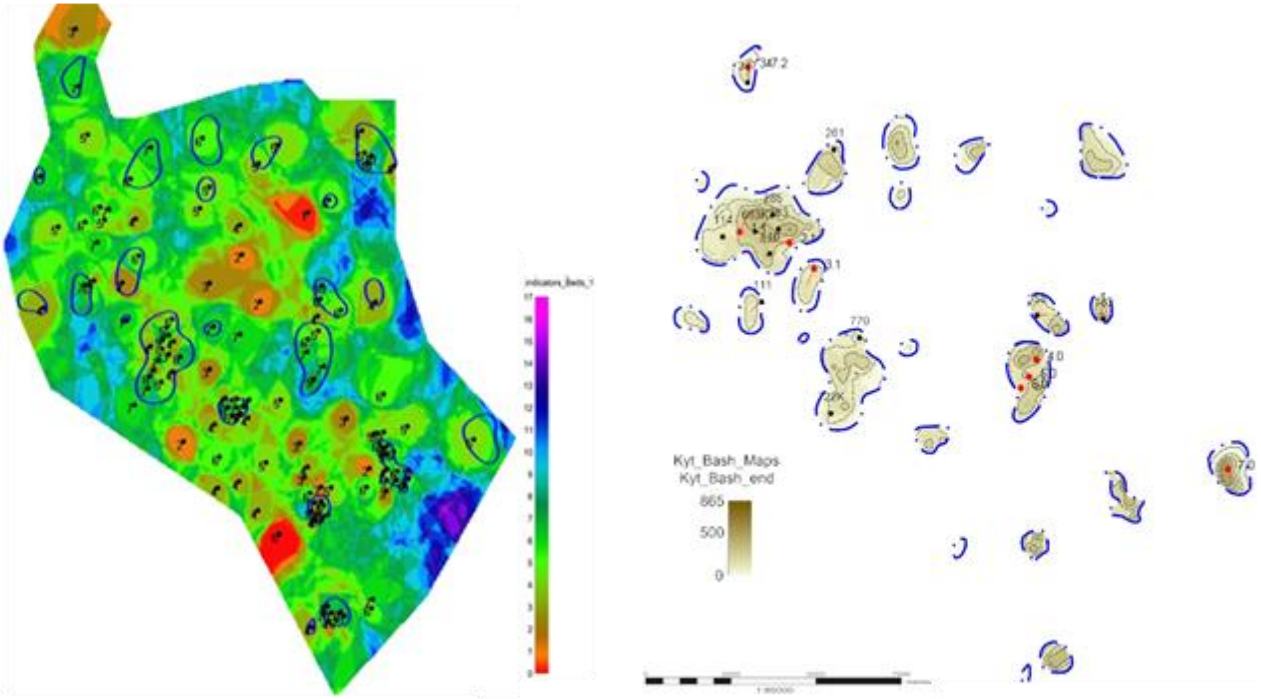
По данным моделирования установлено, что остаточные запасы сосредоточены, в основном, в неоднородных, сложнопостроенных коллекторах, которые разрабатываются без поддержания пластового давления. Активно вырабатываются запасы высокопродуктивных коллекторов бобриковского горизонта, с применением системы избирательного заводнения, которые имеют высокую степень выработанности (59%).

Проведенный анализ позволил выявить ключевые факторы неполной выработки запасов из данных отложений.

Современный этап разработки Кутушского нефтяного месторождения характеризуется снижением темпов отбора нефти, ухудшением структуры запасов и ростом обводненности продукции до 77,6 %.

Одними из наиболее малоизученных и перспективных резервов прироста добычи нефти на Кутушском месторождении являются залежи нефти среднего карбона, поэтому коллекторы башкирского яруса и верейского горизонта выбраны в работе в качестве основного объекта исследования.

При сопоставлении карт песчанистости и расчлененности, полученных по результатам моделирования, выявлено, что по верейскому объекту в северном и восточном направлениях отмечается уменьшение песчанистости, а в западном - уменьшение расчлененности; по башкирскому объекту характерно увеличение песчанистости в восточном направлении, при равномерном распределении расчлененности. Визуальный способ сопоставления карт равной песчанистости с картой распределения подвижных запасов нефти концу разработки позволил определить участки с остаточными запасами нефти, которые приурочены в основном к зонам коллекторов 2-го, 3-го и 4-го типов (*рис. 2*). Анализ пространственного распределения участков с невыработанными запасами нефти верейского горизонта показал, что слабодренируемые зоны сосредоточены в основном в местах, где $К_{песч.} \geq 0,21$ и $К_{расч.} \geq 3$; для башкирского яруса - $К_{песч.} \geq 0,19$ и $К_{расч.} \geq 3$.



а) *б)*

Рис. 2 - Карта распределения коэффициента расчлененности (а) и подвижных запасов нефти к концу разработки (б) башкирского яруса

Установлено, что пласты-коллекторы исследуемых отложений расчленяются плотными разностями карбонатных пород, которые выделяются по результатам геофизических исследований гамма-методом в соответствии с кондиционными значениями. В то же время, наличие переслаивания проницаемых и непроницаемых про-

пластков (в т.ч. глин) в разрезе создало благоприятные условия для формирования прослоев, имеющих отличительные значения пористости, проницаемости, пластовые давления и т.д.

На основе анализа результатов компьютерного моделирования на башкирском и верейском объектах были выделены участки локализации остаточных запасов нефти, а характер их распределения доказывает, что для их разработки существует необходимость в применении современных инновационных технологий. Новые технологии необходимо применять для адресной выработки запасов с учетом их неоднородной структуры при значительных различиях геологических и гидродинамических характеристик в разрезе месторождения или объекта. При совершенствовании технологий добычи углеводородов из недр необходимо учитывать различие свойств коллекторов, с учетом динамики их изменения по стадиям разработки.

По результатам анализа геологического строения и коллекторских характеристик выделены слабодренируемые участки и выявлены причины, приведшие к формированию трудноизвлекаемых запасов залежей нефти Кутушского месторождения, установлены следующие закономерности: а) отложения башкирского яруса сложены, в основном, породами с ухудшенными коллекторскими свойствами, по сравнению с отложениями верейского горизонта, причем нефть башкирского яруса и верейского горизонта обладают схожими физико-химическими свойствами; б) верейские и башкирские залежи нефти разобщены между собой плотными непроницаемыми разделами (1,5÷2м), при этом зоны слияния между ними отсутствуют, что дает возможность осуществлять добычу и закачку по каждому объекту раздельно; г) непроницаемые разделы на верейских залежах являются надежными экранами в разобщении близрасположенных по разрезу пластов, а на некоторых поднятиях имеют достаточно выдержанную по простиранию протяженность и дают возможность для создания отдельных элементов разработки.

В третьей главе представлены теоретические исследования эффективности различных систем разработки скважин с горизонтальным окончанием (СГО) на геолого-технологической модели для выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов.

Эффективность рассмотренных систем разработки (*рис. 3*) оценивалась сопоставлением характеристик вытеснения и динамики средних начальных дебитов нефти скважин в элементе.

По характеристикам вытеснения и по начальным дебитам скважин, из всех рассматриваемых систем разработки с использованием СГО, наиболее эффективными для однородных и послойно неоднородных пластов являются: трехрядная система с веерным расположением СГО, чередующихся с вертикальными скважинами (вариант 4); трехрядная система заводнения с СГО в трех рядах, расположенных параллельно линии нагнетания и пятирядная система с ГС в пяти рядах, расположенных параллельно линии нагнетания (варианты 2, 13) (*рис. 4*).

Пласт разрабатывается интенсивнее при использовании однорядных площадных систем разработки с СГО, хотя характеристики вытеснения по ним хуже.

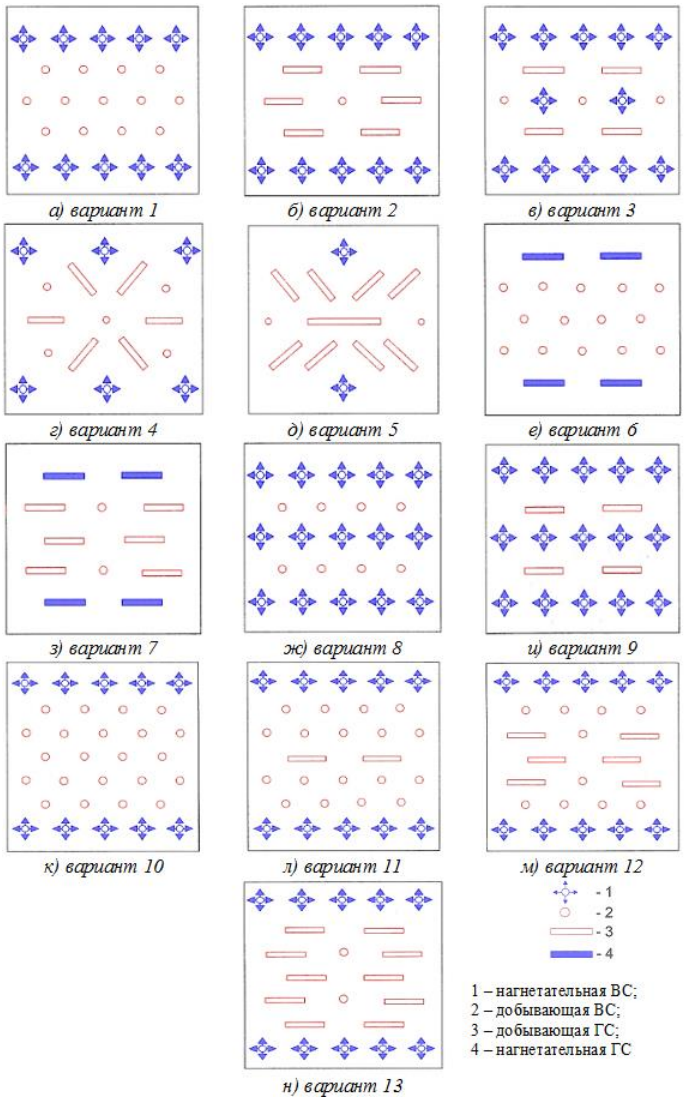


Рис. 3 - Варианты размещения скважин для разных систем заводнения

Очень важным моментом при обосновании эффективности систем заводнения является выбор критерия эффективности, которыми являются: коэффициент нефтеизвлечения, начальный дебит нефти и способность системы заводнения поддерживать пластовое давление на начальном уровне.

По результатам численных расчетов для рассмотренных вариантов показано, увеличение интенсивности заводнения приводит к увеличению коэффициента нефтеизвлечения по степенной зависимости $КИН = 0{,}3083 \cdot e^{0{,}0957m}$ с высоким R^2=0,9082. Но при этом нужно иметь ввиду, что усиление интенсивности заводнения приведет к снижению начального дебита нефти по логарифмической зависимости $q_н = -87{,}7 \cdot Ln(m) + 95{,}117$ с достаточно высоким R^2=0,9686 (*рис. 5*).

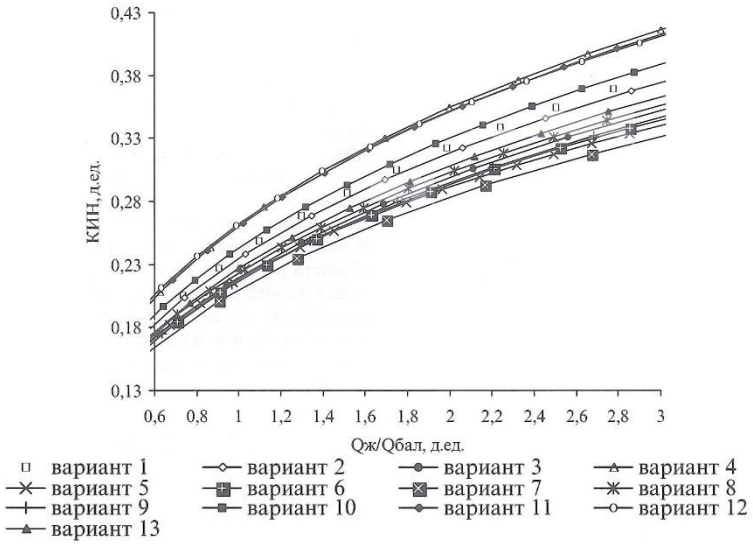


Рис. 4 - Характеристика вытеснения и динамика средних начальных дебитов по вариантам с различными системами разработки (однородный пласт)

В продуктивной части разреза башкирского яруса прослеживаются непроницаемые пропластки, которые разделяют коллектор на три или четыре продуктивных прослоя в зависимости от характера прерывистости.

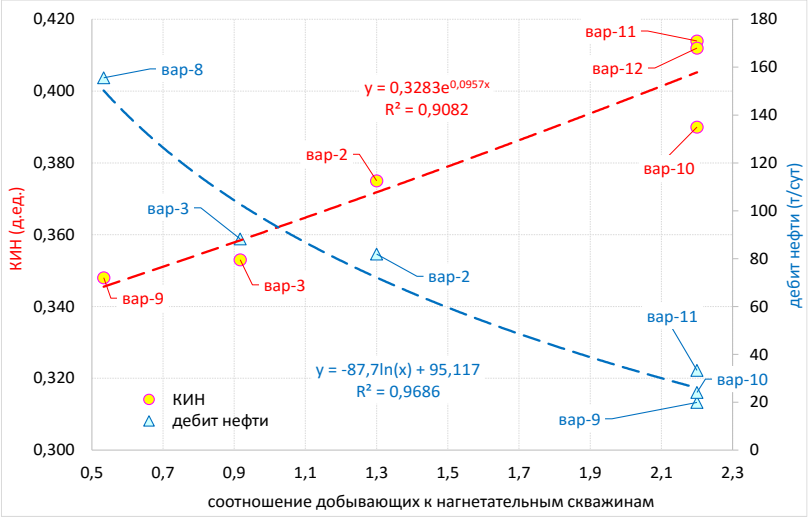


Рис. 5 – Зависимость коэффициента нефтеизвлечения и начального дебита нефти от соотношения добывающих и нагнетательных скважин

В результате выявленных особенностей строения продуктивных коллекторов среднего карбона была разработана новая схема разбуривания многопластового объекта с применением СГО. Для этого были рассмотрены три варианта различных конструкций скважин по вскрытию продуктивных пластов для воздействия на них (1 – вертикальные (ВС), 2 – наклонно-направленные (ННС), 3 – СГО) (*рис. 6*).

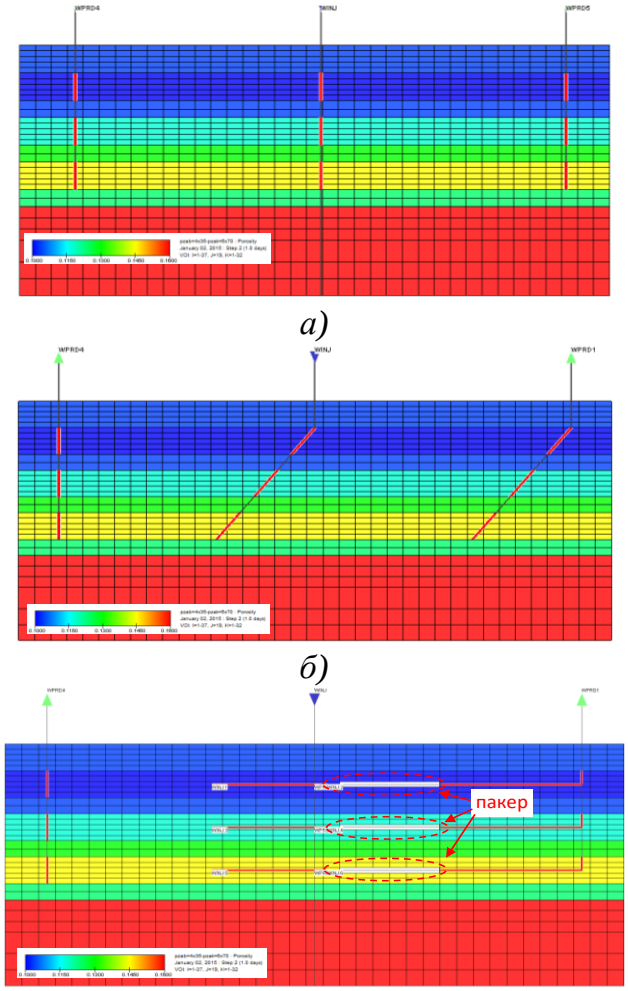


Рис. 6 - Варианты размещения скважин в разрезе

Для более детального анализа разработки залежи проводились исследования с помощью компьютерного моделирования, по поведению линии фильтрационных токов нефти по каждому из слоев. Результаты анализа показали, что по наиболее проницаемому третьему пласту происходит наиболее активное перераспределение потоков нефти к добывающим скважинам (*рис. 7*).

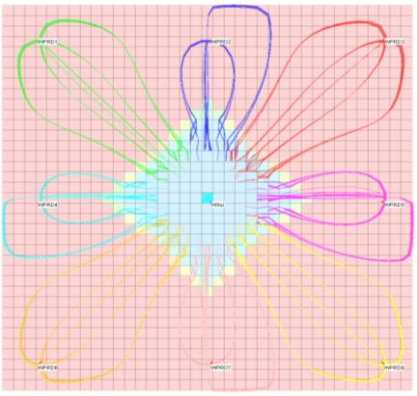
С целью интенсификации выработки запасов и участков слабо охваченных выработкой и заводнением продуктивных отложений башкирского яруса Сергиевского поднятия Кутушского месторождения, выполнено проектирование разработки по трем вариантам на основе численного моделирования, аналогично рассмотренным выше.

Из результатов компьютерного проектирования разработки отложений башкирского яруса Сергиевского поднятия установлено, что:

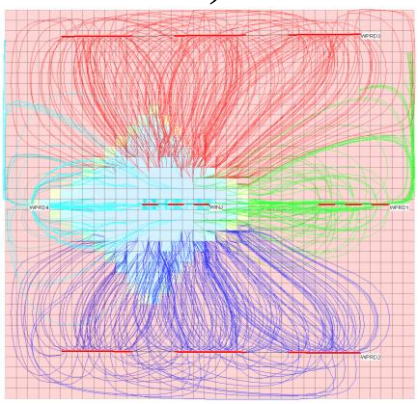
- наиболее эффективно запасы нефти из неоднородных и многопластовых залежей можно отбирать с применением технологии бурения СГО, УГС которых расположены в каждом пропластке и оснащены оборудованием для одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ);

- в процессе разработки необходимо подбирать оптимальные значения давления закачки и забойного давления, так как производительность СГО наиболее чувствительна к изменению пластового давления в зоне отбора от давления закачки;

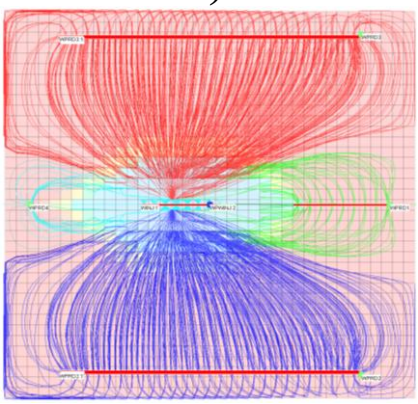
- оптимальная длина добывающего интервала каждого УГС СГО должна составлять 125 м (*рис. 8*).



а)



б)



в)

Рис. 7 - Распределение фильтрационных потоков линии тока нефти по 3 пропластку на конец разработки по: а) вариант 1, б) вариант 2, в) вариант 3

По результатам выполненных исследований разработана новая технология разработки многопластовой нефтяной залежи с использованием многозабойных скважин и оборудования ОРД и ОРЗ для дифференцированного регулирования выработки запасов нефти по каждому пласту.

На начальном этапе необходимо выделять участки с двумя и более продуктивными пластами в разрезе, для формирования на них элементов, в которых бурятся вертикальные нагнетательные скважины и две МЗС с условно-горизонтальным окончанием в каждом пласте по двум противоположным сторонам элемента длиной, равной 95% от длины стороны элемента (200м).

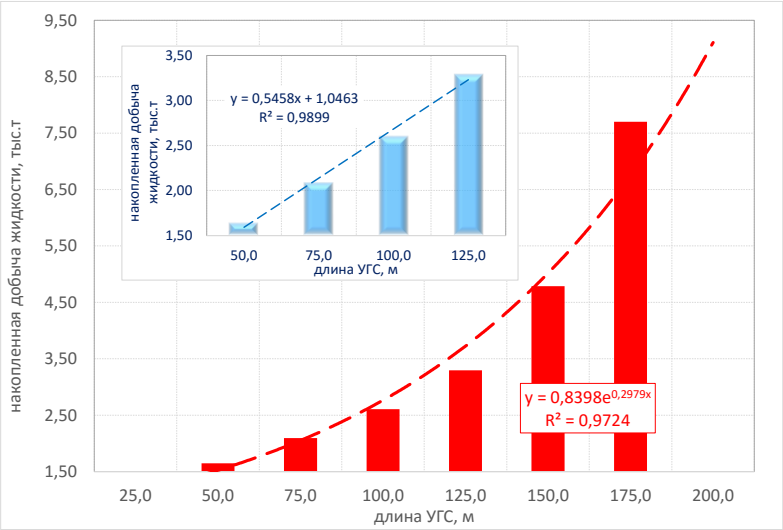


Рис. 8 - Зависимость накопленной добычи жидкости от длины добывающего интервала УГС СГО

В интервалах перемычек, установленных по ГИС, между первым и вторым, вторым и третьим пластами в нагнетательной вертикальной

скважине устанавливают разделительные управляемые пакеры для дифференциации давления нагнетания по каждому из пластов в зависимости от их ФЕС. Условно-горизонтальные окончания МЗГС необходимо проводить в каждом из пластов объекта, прошив вертикальную нагнетательную скважину в интервале подошвенной части каждого из пластов на 43 м дальше забоя нагнетательной скважины. В интервале каждого УГС производят установку глухого пакера длиной 34% (68 м) от общей длины каждого ствола многозабойной скважины, обеспечивающего изоляцию и отделяющего забой нагнетательной скважины на расстоянии 50 м от горизонтального забоя для нагнетания агента, а добывающие интервалы оставляют длиной 125 м от точки входа в пласт (*рис. 9*).

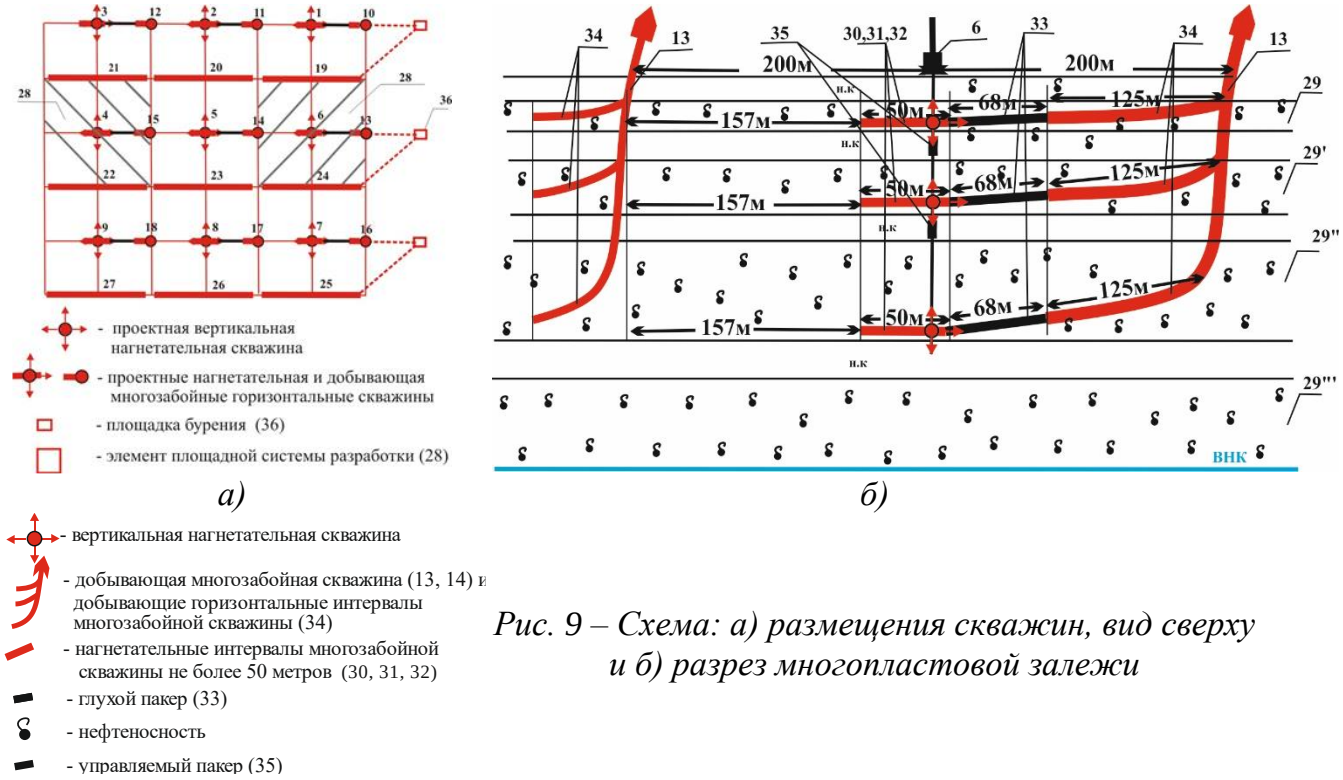


Рис. 9 – Схема: а) размещения скважин, вид сверху и б) разрез многопластовой залежи

Различие пластов по ФЕС в условиях большой неоднородности сильно усложняет эксплуатацию традиционными способами, так как приводит к неравномерной выработке запасов нефти и ставит целый ряд дополнительных задач.

Среди них: определение объема и давления закачки для каждого продуктивного пласта; расположение работающих частей УГС в каждом пропластке.

Целью применения СГО одновременно с прошиванием нагнетательной скважины, помимо подключения запасов всех пластов/пропластков в разработку, заключается в изменении фильтрационных потоков жидкости и выравнивании профиля приемистости для равномерного вытеснения нефти в неоднородном разрезе залежи.

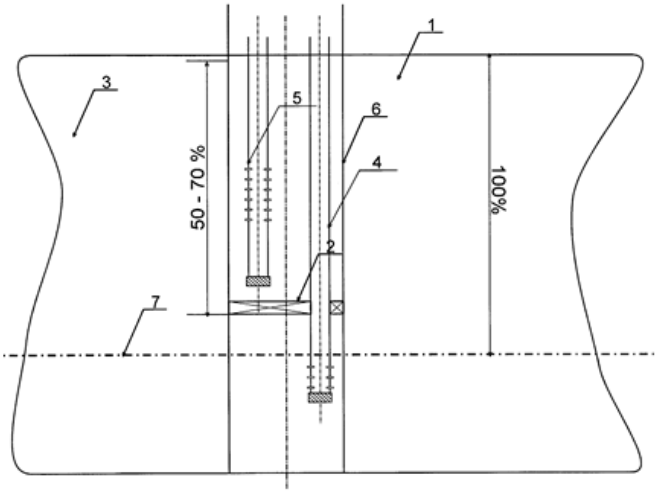
На Кутушском месторождении совместная эксплуатация двух объектов (башкирский ярус и верейский горизонт) применяется только в одной скв. №770. Скважина эксплуатируется с 2007 года общим фильтром и не показывает существенного результата в приросте дебита нефти от совместной работы двух объектов, хотя при этом дополнительно возникают трудности с учетом добычи нефти из совместно перфорированных горизонтов.

По результатам воспроизведения истории разработки выявлено, что наиболее высокий процент обводнения (более 86%) связан с выработкой нижней пачки просло-

ев верейского горизонта, при этом все остальные прослои характеризуются значительной невыработанностью запасов нефти. Слоистое строение коллекторов и изменчивость их проницаемостной способности обусловливает опережающее вытеснение нефти по высокопроницаемым пропласткам, в то время как по низкопроницаемым происходит отставание по выработонности или консервации запасов.

На основе проведенных исследований по выявлению причин быстрого обводнения автором предложена технология по разработке обводненной нефтяной залежи с ВНК.

На начальном этапе для проведения технологии, необходимо разделять с помощью пакера внутреннее пространство добывающей скважины между кровлей пласта и зоной ВНК для скважины, оборудованной устройствами для ОРД пласта. Затем проводится откачка пластовой воды ниже водонефтяного контакта и из подпакерного пространства и откачка продукции пласта из надпакерного пространства. Для этого пакером делят внутреннее пространство добывающей скважины, оставляя сверху 50-70% толщины нефтеносного участка. Перед отбором воды из подпакерного пространства в него предварительно закачивают высоковязкие водонефтяные эмульсии. При этом регулируют откачку пластовой воды, для чего, при повышении содержания в ней нефти выше 10-20% от количества воды, откачку последней уменьшают или прекращают и регулируют откачку продукции пласта. Для этого при уменьшении содержания нефти ниже 70-80% от количества воды, откачку последней уменьшают или прекращают до снижения обводненности продукции с обеспечением положения ВНК на практически одном уровне (*рис. 10*).



1 - продуктивный пласт; 2 - пакер на два интервала; 3 - верхнего нефтяной интервал; 4, 5 - эксплуатационные колонны (для одновременно-раздельной эксплуатации); 6 - вертикальная добывающая скважина; 7 - зона ВНК

Рис. 10 - Схема размещения оборудования в скважине

В четвертой главе изложены методы регулирования сетки скважин с использованием результатов сейсмопрофилирования и промысловых данных на разных стадиях разработки.

Установлено, что одним из перспективных способов по уточнению геологического строения на начальной стадии является метод на основе комплексной оперативной геологической интерпретации непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). На примере залежи нефти в терригенных отложениях бобриковского горизонта нижнего карбона Чингизовского поднятия Навесного месторождения рассмотрен метод по разработке малоразбуренной залежи с условным ВНК.

По результатам сейсмоисследований 2D на залежи бобриковского горизонта с размерами 0,5×1,4км, вскрытой одной скважиной, построили структурный план про-

дуктивного пласта, в котором запроектированы к бурению две ВС. Пробурили скважину; провели детализационные сейсмоисследования методом НВСП; уточнили структурный план залежи; выделили участки повышения гипсометрических отметок структуры; контролирующей залежь по трём направлениям, расходящимся не более чем на 60^0. Необходимо отметить, что при уменьшении угла между сейсмопрофилями увеличивается точность результатов структурных построений. При подтверждении прогнозного структурного плана по результатам исследований местоположение проектного фонда не изменяется, при неподтверждении прогнозного структурного плана переразмещают проектные скважины согласно новых построений, скорректированному по результатам НВСП и наличию рентабельной нефтенасыщенной толщины не менее двух метров. Обсаживают скважину и осваивают в качестве добывающей в сводовой и/или присводовой частях структур, контролирующих залежь нефти, и/или нагнетательной - в пониженных частях структур, в приконтурной области и не менее 70 метров от контура нефтеносности. По результатам бурения корректируют размещение проектного фонда, снижают финансовые затраты за счёт предотвращения бурения пустых и водоносных скважин.

Применение данной технологии позволяет повысить технологическую и экономическую эффективность разработки залежи нефти за счет: - повышения точности определения прогнозных гипсометрических отметок кровли эксплуатационного объекта; - подтверждаемости прогнозной толщины по вертикали; - оптимизации размещения проектного фонда скважин; - предотвращения бурения «пустых» и водоносных скважин; - увеличения продолжительности безводного периода эксплуатации и времени службы скважины.

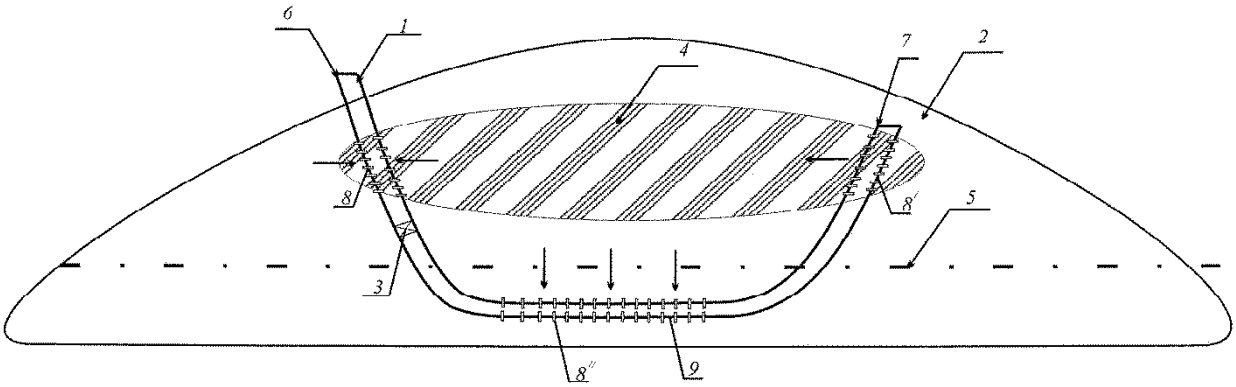
Предложена также технология для повышения степени выработки запасов в неоднородно-линзовидных пластах с водонефтяными зонами. Для разработки запасов проектируется СГО по конструкции, где условно-горизонтальный участок ствола (УГУС) проводится ниже уровня ВНК с траекторией по восходящему забою, расположенному выше уровня ВНК. После вскрытия пласта в двух участках СГО, проведенных выше уровня ВНК, проводят изоляцию УГУС от участка вскрытия, расположенного выше уровня ВНК, со стороны устья скважины. Отбор продукции пласта производится из вскрытого участка, расположенного выше уровня ВНК, со стороны устья, а нагнетание жидкости из УГУС в участок вскрытия, расположенного выше уровня ВНК со стороны забоя за счет разрежения, создаваемого отбором продукции пласта выше уровня ВНК (*рис. 11*).

Реализация данной технологии рассмотрена на примере залежи, представленной в виде нефтеносной линзы в башкирских отложениях с нефтенасыщенной толщиной 10м, водонасыщенной - 5м и уровнем ВНК на отметке минус 600 м. При бурении СГО размещается таким образом, чтобы УГУС находилась ниже уровня ВНК с восходящим забоем, располагаемым выше уровня ВНК.

Вскрытие линзы производят на 3-х участках ГС: на двух - размещенных выше уровня ВНК и на УГУС с его изоляцией с помощью пакера со стороны устья скважины.

Отбор осуществляется из вскрытых участков, расположенных выше уровня ВНК, со стороны устья, а нагнетание жидкости из двух участков: 1) условно-

горизонтального, расположенного выше уровня ВНК; 2) со стороны забоя за счет зоны разрежения, создаваемого отбором продукции выше уровня ВНК.



Обозначения: 1 - скважина с горизонтальным участком; 2 - нефтеносная линза; 3 - пакер; 4 - зона разрежения; 5 - водонефтяной контакт (ВНК); 6 - устье скважины; 7- восходящий забой; 8, 8' - интервалы вскрытия, 8'' - интервал вскрытия горизонтального участка; 9 - горизонтальный участок.

Рис. 11 - Схема реализации технологии

С помощью предлагаемой технологии появляется возможность продления безводного периода работы скважины, увеличение коэффициента охвата выработкой запасов нефти и, как следствие, повышение коэффициента извлечения нефти (КИН). Применение способа позволяет расширить технологические возможности разработки залежи, представленной в виде нефтеносной линзы, включить в работу водонефтяные зоны залежи, ранее не участвовавшие в добыче нефти.

В четвертой главе также рассмотрено влияние от бурения различных видов скважин (ВС, ННС и МЗГС) в зависимости от их успешности (степени выработки извлекаемых запасов) на экономическую рентабельность разработки башкирского объекта Сергиевского поднятия Кутушского месторождения.

Для определения экономической эффективности производства работ по бурению ВС, ННС и МЗГС, при расчете технологической эффективности приняты следующие входные параметры, которые определены по результатам построенной гидродинамической модели:

- ожидаемый среднесуточный дебит по нефти для новой ВС в пределах 3-5 т/сут со средним значении 4 т/сут; для ННС пределах 5-8 т/сут со средним значением дебита – 7 т/сут; для МЗГС пределах 8-11 т/сут со средним значением дебита – 10 т/сут.

- коэффициент успешности строительства скважин в условиях неоднородных коллекторов рассчитывался в пределах 30-100% и характеризует степень выработки запасов нефти, т.е. напрямую зависит от объемов добываемой нефти.

Расчет стоимости проекта выполнен по удельным нормативам единовременных и эксплуатационных затрат и ценам реализации продукции, сложившихся на предприятии в 3 квартале 2015 г. с учетом последних изменений в налогообложении предприятий нефтедобычи. Для сглаживания негативных эффектов от обменного курса доллара США и колебаний ценовых котировок расчет произведен в долларах США.

Снижение успешности по вводу скважин приводит к уменьшению технологической эффективности проекта и увеличению срока окупаемости, а при успешности введенных скважин на 50% и менее от рационального варианта разработки башкирского объекта реализация проекта становится убыточной.

Для более полного анализа чувствительности проекта выполнен двухфакторный анализ чувствительности проекта при изменении: добычи нефти и цены реализации продукции; добычи нефти и совокупных затрат (*табл. 1*). Цветом была выделена минимально допустимая граница, т.е. нижний предел эффективности проекта.

Таблица 1 - Двухфакторный анализ чувствительности проекта при изменении добычи нефти и совокупных затрат

ЧДД	Изменение совокупных затрат																			
Изменение добычи нефти	*-90%*	*-80%*	*-70%*	*-60%*	*-50%*	*-40%*	*-30%*	*-20%*	*-10%*	***0%***	*+10%*	*+20%*	*+30%*	*+40%*	*+50%*	*+60%*	*+70%*	*+80%*	*+90%*	*+100%*
-90%	0,5	-0,7	-1,8	-3,0	-4,1	-5,3	-6,4	-7,6	-8,7	**-9,9**	-11,0	-12,2	-13,3	-14,5	-15,7	-16,8	-18,0	-19,1	-20,3	-21,4
-80%	2,6	1,4	0,3	-0,8	-2,0	-3,1	-4,3	-5,4	-6,6	**-7,7**	-8,9	-10,0	-11,2	-12,3	-13,5	-14,6	-15,8	-16,9	-18,1	-19,3
-70%	4,6	3,5	2,4	1,3	0,1	-1,0	-2,1	-3,3	-4,4	**-5,6**	-6,7	-7,9	-9,0	-10,2	-11,3	-12,5	-13,6	-14,8	-15,9	-17,1
-60%	6,4	5,3	4,2	3,2	2,1	1,0	-0,1	-1,2	-2,3	**-3,5**	-4,6	-5,7	-6,9	-8,0	-9,2	-10,3	-11,5	-12,6	-13,8	-14,9
-50%	8,2	7,1	6,0	4,9	3,9	2,8	1,7	0,6	-0,5	**-1,5**	-2,6	-3,7	-4,8	-5,9	-7,1	-8,2	-9,3	-10,5	-11,6	-12,8
-40%	9,9	8,9	7,8	6,7	5,6	4,6	3,5	2,4	1,3	**0,3**	-0,8	-1,9	-3,0	-4,1	-5,2	-6,2	-7,3	-8,4	-9,6	-10,7
-30%	11,7	10,6	9,6	8,5	7,4	6,3	5,3	4,2	3,1	**2,0**	1,0	-0,1	-1,2	-2,3	-3,4	-4,4	-5,5	-6,6	-7,7	-8,8
-20%	13,5	12,4	11,4	10,3	9,2	8,1	7,0	6,0	4,9	**3,8**	2,7	1,7	0,6	-0,5	-1,6	-2,7	-3,7	-4,8	-5,9	-7,0
-10%	15,2	14,2	13,1	12,1	11,0	9,9	8,8	7,7	6,7	**5,6**	4,5	3,4	2,4	1,3	0,2	-0,9	-2,0	-3,0	-4,1	-5,2
0%	**17,0**	**16,0**	**14,9**	**13,8**	**12,8**	**11,7**	**10,6**	**9,5**	**8,4**	**7,4**	**6,3**	**5,2**	**4,1**	**3,1**	**2,0**	**0,9**	**-0,2**	**-1,3**	**-2,3**	**-3,4**
+10%	18,7	17,8	16,7	15,6	14,5	13,5	12,4	11,3	10,2	**9,1**	8,1	7,0	5,9	4,8	3,8	2,7	1,6	0,5	-0,6	-1,6
+20%	20,4	19,5	18,5	17,4	16,3	15,2	14,2	13,1	12,0	**10,9**	9,8	8,8	7,7	6,6	5,5	4,5	3,4	2,3	1,2	0,2
+30%	22,2	21,3	20,2	19,2	18,1	17,0	15,9	14,9	13,8	**12,7**	11,6	10,6	9,5	8,4	7,3	6,2	5,2	4,1	3,0	1,9
+40%	23,9	23,0	22,0	20,9	19,9	18,8	17,7	16,6	15,6	**14,5**	13,4	12,3	11,3	10,2	9,1	8,0	6,9	5,9	4,8	3,7
+50%	25,7	24,7	23,8	22,7	21,7	20,6	19,5	18,4	17,3	**16,3**	15,2	14,1	13,0	12,0	10,9	9,8	8,7	7,6	6,6	5,5
+60%	27,4	26,5	25,5	24,5	23,4	22,4	21,3	20,2	19,1	**18,0**	17,0	15,9	14,8	13,7	12,7	11,6	10,5	9,4	8,3	7,3
+70%	29,1	28,2	27,3	26,3	25,2	24,1	23,1	22,0	20,9	**19,8**	18,7	17,7	16,6	15,5	14,4	13,4	12,3	11,2	10,1	9,0
+80%	30,9	29,9	29,0	28,1	27,0	25,9	24,8	23,8	22,7	**21,6**	20,5	19,4	18,4	17,3	16,2	15,1	14,1	13,0	11,9	10,8
+90%	32,6	31,7	30,8	29,8	28,8	27,7	26,6	25,5	24,5	**23,4**	22,3	21,2	20,1	19,1	18,0	16,9	15,8	14,8	13,7	12,6
+100%	34,3	33,4	32,5	31,6	30,5	29,5	28,4	27,3	26,2	**25,2**	24,1	23,0	21,9	20,9	19,8	18,7	17,6	16,5	15,5	14,4

Кроме успешности на устойчивость проекта влияют и другие факторы риска и неопределенности, к которым можно отнести в первую очередь геологические риски, ценовые условия реализации продукции, объемы добываемой нефти, а также единовременные затраты. Эти факторы могут быть благоприятными (качественный учет особенностей геологического строения при планировании геолого-технологических мероприятий, применение высокоэффективных технологий при разработке и эксплуатации месторождения, высокие цены на углеводороды, снижение затрат на материалы и оборудование) или неблагоприятными (применение нерезультативных систем разработки залежей, использование низкопродуктивных технологий при добыче нефти, высокая степень неоднородности, низкое качество запасов, низкая цена, непредвиденные затраты на добычу нефти).

За расчетный период была оценена экономическая эффективность бурения различных видов скважин на основе двухфакторного анализа чувствительности проекта, ориентируясь на закрашенный диапазон. Показатели экономической эффективности позволили однозначно определить наличие эффекта и его величины, оценить период окупаемости инвестиций от реализации технологий, направленных на интенсификацию выработки запасов нефти из башкирских отложений Сергиевского поднятия Кутушского месторождения.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Непроницаемые разделы в верейских залежах и между башкирским и верейским объектами Кутушского месторождения являются надежными экранами в разоб-

щении соседних пластов, а на некоторых поднятиях имеют достаточно выдержанную по простиранию протяженность и позволяют создавать отдельные элементы разработки.

2. Представлен метод регулирования системы разработки зонально-неоднородной залежи, путем выбора оптимальных сеток скважин, с учетом формирующихся зон с различной проницаемостью, возникающих в процессе применения ГРП на стадиях освоения и поддержания высокого уровня добычи нефти эксплуатационного объекта.

3. Создана технология регулирования фильтрационных потоков (полей) многопластового объекта с целью дифференциации давления нагнетания и отбора по каждому из пластов в зависимости от их фильтрационно-ёмкостных свойств на стадии освоения эксплуатационного объекта.

4. По результатам компьютерного проектирования разработки отложений башкирского яруса Сергиевского поднятия Кутушского месторождения установлено, что на стадиях освоения и поддержания высокого уровня добычи нефти эксплуатационного объекта: - наиболее эффективно запасы нефти из неоднородных и многопластовых залежей отбираются с применением технологии бурения СГО, УГС которых проведены на каждом пропластке и оснащены оборудованием ОРД и ОРЗ; - производительность СГО наиболее чувствительна к изменению пластового давления от давления закачки, при этом необходимо учитывать перепад давления между давлением закачки и забойным давлением.

5. Представлен метод по использованию результатов данных НВСП на стадии проектирования (освоения эксплуатационного объекта) для оптимизации размещения проектного фонда скважин.

6. Разработана методика по определению зон с остаточными запасами нефти по площади дренируемого объекта и их выработки на завершающей стадии разработки, за счет уплотнения существующей сетки скважин путём оптимального выбора направления бурения вертикальных, горизонтальных и боковых стволов.

7. Создана технология разработки неоднородно-линзовидных пластов с водонефтяными зонами на завершающей стадии разработки, с помощью воздействия на линзу за счет нагнетания жидкости из горизонтального участка в участок вскрытия, расположенный выше уровня ВНК, а со стороны забоя за счет разряжения, создаваемого отбором продукции пласта выше уровня ВНК.

8. Авторские разработки положены в основу трех РД ПАО «Татнефть» и при выполнении работы предложены шесть технических решений признанных как изобретения.

9. Применение способа разработки нефтяной малоразведанной залежи за счет бурения ВС на Кутушском месторождении, позволило увеличить добычу нефти на 0,8 тыс.т, экономический эффект составил 1,4 млн. руб.

Основные положения диссертации отражены в следующих публикациях:

Монография:

1. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан: монография / А.Ф. Яртиев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. - Казань: изд-во «Ихлас», 2016. – 192 с: ил.

Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий:

2. Данилов, Д.С. Использование результатов скважинной сейсморазведки на стадии проектирования разработки нефтяных месторождений / Д.С. Данилов, В.Н. Петров, А.М. Исхакова // Нефтяное хозяйство. — 2010 .— № 11 .— С. 80-81.

3. Петров, В.Н. Совершенствование системы разработки зонально-неоднородных коллекторов на примере терригенных отложений горизонта Д1 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения / В.Н. Петров // Территория нефтегаз. – 2015. - №11 С. 96-100.

4. Петров, В.Н. Выделение особенностей геологического строения среднего карбона на основе построенной трехмерной модели на примере Кутушского нефтяного месторождения республики Татарстан / В.Н. Петров, М.А. Шавалиев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2015. - №3 С. 4-11.

5. Яртиев, А.Ф. Финансовая эффективность разработки макронеоднородных коллекторов / А.Ф. Яртиев, А.М. Туфетулов, В.Н. Петров // Казанский экономический вестник. – 2015 - №1(15). - С.128-135.

Патенты:

6. Пат. 2517674 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/30, 43/26, 43/20. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи. / Ибатуллин Р.Р., Петров В.Н., Рамазанов Р.Г., Петрова О.В., Оснос Л.Р.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - № 2013102322/03; заяв.17.01.2013; опубл. 27.05.2014; Бюл. №15.

7. Пат. 2401937 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/12. Способ разработки обводненной нефтяной залежи. / Ибатуллин Р.Р., Рамазанов Р.Г., Тимергалеева Р.Р., Филин Р.И., Петров В.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2009139705/03; заяв. 27.10.2009; опубл. 20.10.2010; Бюл. №29.

8. Пат. на полезную модель 135355, Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/16. Добывающая скважина с боковыми стволами. / Тахаутдинов Ш.Ф., Нуриев И.А., Рамазанов Р.Г., Миронова Л.М., Идиятуллина З.С., Оснос Л.Р., Петров В.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина; заяв. 27.07.2012; опубл. 10.12.2013; Бюл. №34.

9. Пат. 2447270 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки нефтяной малоразведанной залежи. / Хисамов Р.С., Салихов И.М., Миронова Л.М., Сайфутдинов М.А., Кузнецов А.Н., Петров В.Н., Данилов Д.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2011121331/03; заяв. 27.05.2011; опубл. 10.04.2012; Бюл. №10.

10. Пат. 2172395 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяного месторождения. / Рамазанов Р.Г., Петров В.Н., Файзуллин И.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №99117604/03; заяв. 10.08.1999; опубл. 20.08.2001; Бюл. №3.

11. Пат. 2443853 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи с водонефтяными зонами. / Бакиров И.М., Рамазанов Р.Г., Филин Р.И., Тимергалеева Р.Р., Петров В.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2010137063/03; заяв.03.09.2010; опубл.27.02.2012; Бюл. №6.

12. Пат. 2578090 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/14, Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи. / Хисамов Р.С., Петров В.Н., Миронова Л.М., Салихов И.М., Сайфутдинов М.А., Газизов И.Г., Ханнанов М.Т.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2015104949/03; заяв.13.02.2015; опубл.20.03.2016; Бюл. №8.

Публикации в других научно-технических изданиях:

13. Петров, В.Н. Исследование эффективности работы горизонтальных скважин и боковых стволов с использованием трехмерной модели и промыслового анализа / В.Н. Петров, Р.Г. Рамазанов // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: тез. докл. молодежной науч.-практ. конф. ОАО «Татнефть», Альметьевск, 30 марта 2001 г. — 2001. — с. 147-150.

14. Петров, В.Н. Сравнительный анализ работы боковых горизонтальных стволов в республиках Татарстан и Удмуртия / В.Н. Петров // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века: тез. докл. молодежной науч.-практ. конф. ОАО «Татнефть», 20-21 сент. 2002 г. — 2002 .— Ч. 1 . — С. 65-69.

15. Хамидуллина, А.Н. Применение горизонтальных технологий при разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан / А.Н. Хамидуллина, Н.С. Башкирцева, В.Н. Петров // Нефть Татарстана. — 2002 .— № 1 .— с. 8-13.

16. 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. — 2002 .— № 1 .— с. 44-48.

17. Реанимация старого фонда скважин Ромашкинского месторождения путем зарезки боковых стволов и боковых горизонтальных скважин/ Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров // Высокотехнологичные скважин: Тр. 1-й межд. конф., Отель Рэдисон САС Славянская. - Москва, Россия, 24-26 июня 2003 г., с. 6-9.

18. Опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры в ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Р.Т. Фазлыев, В.Н. Петров // Технологии ТЭК. — 2004 .— № 6 (дек.) — с. 19-25.

19. Петров, В.Н. Технологические и экономические аспекты зарезки вторых стволов на месторождениях Татарстана / В.Н. Петров, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных воз-

можностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: науч.-практ. конф., посвящ. 50-летию бурения первой РГ-скважины Григоряна. Казань, 2005. - С 149-151.

20. Строительство боковых стволов - основной путь реанимации нерентабельных скважин / Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, Р.Т. Фазлыев // Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей: Тезисы докладов 5-й междунар. науч.-практ. конф., - Геленджик, 2005 .— С. 16-17.

21. Восстановление бездействующего фонда скважин на площадях Ромашкинского месторождения путем зарезки БС и БГС / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, В.Н. Петров, И.Н. Хакимзянов, Р.Т. Фазлыев // Технологии ТЭК. — 2005. - № 3 (июнь).— с. 31-35.

22. Формирование системы разработки с использованием детализационных методов сейсморазведки / Р.С. Хисамов, И.М. Салихов, Л.М. Миронова, М.А. Сайфутдинов, А.Н. Кузнецов, В.Н. Петров, Д.С. Данилов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. — 2010 . - С. 53-58.

23. Способ разработки сложнопостроенной залежи нефти в карбонатных отложениях интеллектуальными скважинами / Р.С. Хисамов, В.Н. Петров, Л.М. Миронова, И.М. Салихов, М.А. Сайфутдинов, И.Г. Газизов, М.Т. Ханнанов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть». - Бугульма, 2014. — С. 46-58.

24. Петров, В.Н. Применение результатов скважинной сейсморазведки на начальной стадии разработки нефтяных месторождений / В.Н. Петров // Приоритеты мировой науки: эксперимент и научная дискуссия: материалы VII междунар. науч. конф., Северный Чарльстон, Южная Каролина, США, - 2015 г .— North Charleston: CreateSpace, 2015. -С. 46-51.

25. Петров, В.Н. Совершенствование системы разработки многопластовых залежей с применением многозабойных горизонтальных скважин / В.Н. Петров // Тезисы докладов XXI научно-практической конференции «Новая техника и технологии ГИС» в рамках XXIII Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии-2015» - Уфа, 2015. - С. 73-80.

26. Подбор оптимального сценария разработки неоднородной многопластовой залежи нефти на основе компьютерного проектирования / В.Н. Петров, Д.Т. Киямова, И.Н.Хакимзянов, Г.М. Багаутдинов, П.В. Поленок // Тезисы докладов XV научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» организатор «Нефтяное хозяйство». - Анапа, 2015г. – С. 21 .

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
на HP CLJ CM6040 (1), Ricoh 3045
тел.: (85594) 78-656, 78-565
Подписано в печать 4.07.2016 г.
Заказ № 13081201, Тираж -100 экз.