

На правах рукописи



Ханнанов Марс Талгатович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

Специальность: 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
доктора технических наук

Уфа - 2022

Работа выполнена на кафедре «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Научный консультант: **Хайруллин Мухамед Хильмиевич**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Савенок Ольга Вадимовна**
доктор технических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», профессор

Федоров Вячеслав Николаевич
доктор технических наук, профессор
Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, главный научный сотрудник

Сохошко Сергей Константинович
доктор технических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», профессор

Ведущая организация: филиал Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

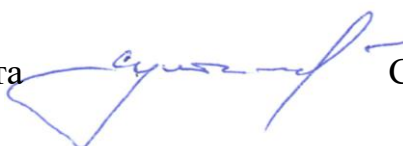
Защита диссертации состоится «19» мая 2022 года в 11:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 2022 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Качество структуры запасов нефти в Российской Федерации за последние 10-15 лет существенно ухудшилось, что приводит к снижению технологической и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений. По оценкам Минэнерго Российской Федерации доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в настоящее время возросла до 67 % разведанных запасов. При этом структура ТРИЗ выглядит так: 13% – высоковязкие нефти; 36% – малопроницаемые коллектора; 14% – подгазовые зоны; 4% – малые толщины пластов. В целом по России доля разведанных запасов в структуре начальных суммарных ресурсов нефти составляет около 15,5%, при этом за время добычи из недр отобрано 17,3% начальных суммарных ресурсов нефти. К настоящему времени в России разведано чуть больше 50 % начальных суммарных ресурсов нефти. При сохранении указанного соотношения ТРИЗ в общей структуре запасы с высоковязкой нефтью будут расти до 5 – 7 млрд.тонн, обеспечивая актуальность повышения эффективности разработки указанных месторождений, исследуемых в диссертации, на значительную перспективу.

Дополнительным фактором ухудшения структуры запасов разрабатываемых месторождений является их высокая выработанность, превышающая 52 %, а по многим из них достигающая 70-80 %. Дебит нефти скважин таких месторождений, как правило, не превышает 3-5 т/сут и их эксплуатация находится на грани рентабельности.

Все сказанное в полной мере относится к месторождениям нефти Западного склона Южно-Татарского свода (ЗС ЮТС), которые по размерам и запасам относятся к категории средних и мелких (менее 10 млн.т.). Доля ТРИЗ превышает 78 %.

Месторождения многоэтажные и многозалежные, характеризуются отсутствием единого базисного объекта. Нефтенасыщенные структуры, как правило, уменьшаются в размерах сверху вниз по разрезу. Пространственное размещение залежей разных горизонтов в границах одного месторождения, в том

числе и мелкого, характеризуются как полным, так и частичным совпадением в плане. Для обеспечения рентабельной добычи несколько пластов с разными свойствами объединяют в один объект, что требует решения дополнительной задачи – контроль разработки каждого из продуктивных пластов. Значительное число залежей нефти ЗС ЮТС приурочено к низкопродуктивным с высокой зональной и послойной неоднородностью карбонатным коллекторам, характеризующихся преимущественно трещинными, порово-трещинными и трещинно-поровыми коллекторами. Они содержат более 60% балансовых запасов. Залежи нефти, сложенные терригенными коллекторами, характеризуются низкой продуктивностью, высокой зональной и послойной неоднородностью пластов и большой расчлененностью.

Залежи содержат нефти высокой вязкости (более 30 мПа·с) с плотностью более 900 кг/м³ (тяжёлая нефть). В общем объеме разведанных запасов доля таких нефтей составляет более 70%. Пластовая нефть содержит твердые углеводороды (2,5 – 3,5%), асфальтены (3 – 12%), серу (2,5 – 5%), смолы (12 – 32%), микроэлементы, обладает структурной вязкостью и начальным градиентом сдвига, т.е. является неньютоновской жидкостью. Температура насыщения нефти парафином находится в диапазоне 17 – 26 С°. Поэтому фильтрационные параметры зависят от пластовой температуры. В смеси с водой нефти образуют высоковязкие эмульсии. К периферии залежей наблюдается ухудшение свойств нефти, определяющих степень ее подвижности. Это ведет к снижению эффективности законтурной закачки воды и падению пластового давления в зоне отбора без существенного изменения начального давления в законтурной области, т.е. создается эффект экранированности залежи.

Для освоения таких запасов требуется: детальное изучение их текущего состояния, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нефтенасыщенных пластов и физико-химических свойств пластовых флюидов; развитие систем разработки нефтяных месторождений, направленных на увеличение коэффициентов извлечения нефти (КИН), разработка новых и адресное использование известных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Поэтому тема диссертационной работы, направленная на решение важной народнохозяйственной проблемы - повышение эффективности разработки мелких нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью путем интенсификации их добычи актуальна и практически значима.

Степень разработанности темы

Вопросам изучения геологии и разработки месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью посвящены исследования В.Е.Андреева, И.М.Бакирова, Б.В.Бурова, Е.Д.Войтовича, Н.С.Гатиятуллина, В.Г.Герасимова, Р.Р.Ибатуллина, Д.В.Иванова, О.З.Исмагилова, Д.А.Ишкинеева, Ю.А.Котенева, С.П.Максимова, Р.Х.Муслимова, Н.Ю.Успенской, Г.Ф.Халикова, Р.С.Хисамова, Р.Р.Хузина и других ученых. В работах ученых нефтяные месторождения Республики Татарстан систематизированы по пористости, проницаемости, указывается на сложное геологическое строение, разнообразие геолого-геофизических параметров продуктивных коллекторов, их неоднородность и расчлененность, широкий диапазон изменения плотности и вязкости нефти. Эти факторы оказывают влияние на каждый этап разработки низкоэффективных мелких месторождений. Исследованы параметры нагнетания солевых растворов для эффективного освоения запасов высоковязкой нефти из карбонатных коллекторов. Изучалось влияние дилатационно-волнового воздействия (ДВВ) на нефтяные пласты. Сформулированы требования к технологии и предложено устройство для внедрения. Исследованы и научно обоснованы условия генерации колебаний волн давления в стволе скважины и окружающей среде. Определены критерии подбора скважин и участков для внедрения и принцип выделения зоны влияния ДВВ. Для условий разработки низкопродуктивных залежей Ново-Елховского месторождения обоснован комплекс оптимальных технологий по интенсификации добычи. Научно обоснованы методика и критерии выбора объектов и комплекса технологий (волнового и депрессионно-химического воздействия) освоения и увеличения продуктивности скважин. Предложены схемы размещения скважин, учитывающие геологические условия и стадийность разработки месторождений ЗС ЮТС. Разработаны методы и технические средства

для борьбы с осложнениями в процессе добычи, сбора и подготовки высоковязкой нефти. Предложены технологии гидродинамических и геофизических исследований скважин, а также методики обработки результатов исследований, учитывающие особенности залежей нефти Республики Татарстан (Молокович Ю.М., Хисамов Р.С., Фархуллин Р.Г. и др. (1999г.), Хайруллин М.Х., Иктисанов В.А. (2001г.), Ащепков М.Ю. (2003г.), Каптелинин О.В. (2006г.), Хузин Р.Р. (2009г.), Бакиров И.М., (2012г.), Ишкинеев Д.А. (2016г.), Иванов Д.А. (2018г.) и др. исследователи). Однако полученные результаты не позволяют в полной мере обеспечить высокую эффективность разработки месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью, поскольку текущие стадии характеризуются сформированными размещениями и плотностями сетки скважин, в полной мере не учитывающими латеральную анизотропию. Этот недостаток формирует застойные зоны продуктивных пластов, не охваченных дренированием. Для повышения эффективности разработки таких месторождений необходимо развитие методов локализации недренируемых областей продуктивных пластов, оптимизация размещения уплотняющего фонда скважин в условиях экономических ограничений, связанных с низкими дебитами. Необходимо развитие МУН комплексного характера, сочетающие химические и физические методы, направленные на увеличение охвата и глубины воздействия химическими композициями, ограничения которых обусловлены низкими ФЕС пластов с высоковязкой нефтью. Требуется продолжить исследования в области режимов работы скважин, уточнения ограничений по депрессии (репрессии) для условий ЗС ЮТС, направленных на предотвращение преждевременного обводнения и обеспечение эффективности методов увеличения нефтеотдачи, а также технологий гидродинамических, геофизических исследований скважин со сложной конструкцией хвостовиков и методик обработки результатов исследований, обеспечивающие изучение особенностей пластов ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью для эффективного регулирования разработкой путем подбора МУН, режимов работы скважин, а также для оценки эффективности этих воздействий.

Цель работы - повышение эффективности разработки мелких месторождений ЗС ЮТС с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти путем совершенствования систем разработки, технологий повышения нефтеотдачи, технологических и технических элементов скважинного оборудования, методов и технологий контроля разработки промышленными, геофизическими, геохимическими, термо- и гидродинамическими методами.

Основные задачи исследований:

1. Анализ геологического строения месторождений ЗС ЮТС, систематизация петрофизических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств высоковязкой нефти с целью выявления осложняющих условий разработки продуктивных пластов с высоковязкой нефтью.

2. Поиск и оценка ресурсов природного газа в пермских отложениях на территории разрабатываемых месторождений ЗС ЮТС в качестве нетрадиционного и дешевого источника сырья, используемого при проведении водогазовых и тепловых методов с целью интенсификации добычи высоковязких нефтей, а также уменьшения неопределенности обработки результатов ГИС и удешевления строительства скважин.

3. Анализ особенностей разработки терригенных и карбонатных отложений месторождений высоковязкой нефти ЗС ЮТС.

4. Анализ распределения остаточных запасов высоковязкой нефти в продуктивных пластах месторождений ЗС ЮТС и разработка методики локализации и оценки объема остаточных запасов.

5. Определение оптимальной плотности сетки скважин для карбонатных и терригенных месторождений высоковязкой нефти ЗС ЮТС, а также разработка схем уплотняющего бурения, обеспечивающих повышение нефтеотдачи при минимизации финансовых затрат.

6. Анализ существующих методов интенсификации и повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей Западного склона Южно-Татарского свода.

7. Разработка методов интенсификации и повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти месторождений Западного склона Южно-Татарского свода на основе комплексирования химических и тепловых методов с волновыми.

8. Исследование и обоснование режимов разработки залежей ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью.

9. Разработка схем размещения наклонно-направленных (ННС), горизонтальных (ГС) и многозабойных (МЗГС) скважин, обеспечивающих как технологическую, так и экономическую эффективности выработки запасов высоковязкой нефти месторождений ЗС ЮТС.

10. Разработка методов и технологий геофизических, гидродинамических и термогидродинамических исследований наклонно-направленных, одно- и многозабойных скважин с горизонтальным окончанием, включая скважины, эксплуатирующие многопластовые неоднородные объекты единым фильтром, для решения задач контроля разработки высоковязкой нефти месторождений Западного склона Южно-Татарского свода.

11. Исследование теплового поля продуктивных пластов с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС с для обеспечения эффективности тепловых методов воздействия.

Методология и методы исследования

Исследования базируются на: анализе геологического строения и структуры запасов Западного склона Южно-Татарского свода; результатах современных лабораторных методов обработки физико-химических свойств проб нефти и газа, а также характеристик вытеснения на керне; данных фактического промыслового материала разработки месторождений ЗС ЮТС; результатах интерпретации геофизических, гидродинамических и термогидродинамических данных. Анализ показателей разработки месторождений ЗС ЮТС проводился с использованием математического моделирования, современных методов обработки результатов исследований и промысловой информации при многолетних опытно-промысловых апробациях разработок и их промышленной реализации.

Научная новизна выполненной работы

1 Научно обоснованы и экспериментально подтверждены механизмы, обеспечивающие повышение эффективности разработки месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью в условиях падающей добычи и ухудшения структуры запасов, основанные на адресном уплотнении сетки скважин в комплексе с комбинированными методами увеличения нефтеотдачи и регулирования режимов эксплуатации скважин.

2 Установлены новые корреляционные зависимости коэффициентов светопоглощения от накопленной добычи нефти для разрабатываемых месторождений с высоковязкой нефтью ЗС ЮТС с величиной достоверности аппроксимации не ниже 0,78, а также корреляционные зависимости коэффициента светопоглощения нефти от коэффициента нефтенасыщенности продуктивного пласта с достоверностью аппроксимации не ниже 0,7, на динамике во времени и в функции накопленной добычи нефти которых разработана методика определения вовлеченных в разработку зон залежи высоковязкой нефти и степени их вовлеченности, обеспечивающая картирование остаточных запасов нефти, не охваченных дренированием.

3 Научно обоснована, экспериментально и экономически подтверждена оптимальная плотность сетки скважин для разработки ТРИЗ высоковязкой нефти месторождений ЗС ЮТС, составившая 1-4 га/скв для карбонатных и 3,9-9 га/скв для терригенных коллекторов.

4 Научно обосновано и экспериментально подтверждено, что наибольший эффект и охват пластов воздействием химических и тепловых МУН для условий месторождений высоковязкой нефти Западного склона Южно-Татарского свода достигается при их совместном применении с ДВВ, обеспечивая дополнительный прирост нефтеотдачи от 20 % и более при диапазоне частот ДВВ 0,14 – 0,17 Гц.

5 Разработаны методические основы выделения и изучения газоносных интервалов пермских отложений месторождений Западного склона Южно-Татарского свода с помощью данных геофизических исследований скважин.

Разработано программное обеспечение для комплексной интерпретации данных нейтронно-гамма каротажа и гамма-гамма каротажа, позволяющее определять величину газонасыщенности пласта. Выделены перспективные территории для выявления газовых скоплений на разных стратиграфических уровнях пермских отложений, а также выполнена количественная оценка величины ресурсов свободного газа как источника нетрадиционного и дешевого сырья для проведения водогазовых и тепловых методов с целью интенсификации добычи высоковязких нефтей.

6 Разработаны технология и методика обработки результатов гидродинамических и термогидродинамических методов исследования наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин для контроля продуктивных, энергетических и фильтрационных параметров сложно построенных анизотропных пластов с высоковязкой нефтью, обеспечивающих оценку областей дренирования пласта каждой скважиной, интервалов притока и подвижности пластового флюида, оптимальной депрессии на продуктивные пласты месторождений ЗС ЮТС.

7 Разработана и апробирована в промысловых условиях методика оценки коэффициента температуропроводности нефтенасыщенных пород в промысловых условиях, обеспечивающего обоснование температуры теплового носителя (пара, горячей воды) при термических методах воздействия на пласты с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС.

Основные защищаемые положения:

1 Методика адресного уплотнения сетки скважин, учитывающего особенности состояния разработки мелких залежей с высоковязкой нефтью и локализации остаточных запасов месторождений ЗС ЮТС в условиях падающей добычи нефти и ухудшения структуры запасов.

2 Корреляционные зависимости коэффициента светопоглощения и его вариации от накопленной добычи нефти и обводненности для разрабатываемых объектов месторождений ЗС ЮТС.

3 Методика выявления вовлеченных в разработку зон залежи, оценка

степени их вовлеченности.

4 Обоснование оптимальной плотности сетки скважин на основе экономической оценки разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей карбонатных и терригенных отложений месторождений Западного склона Южно-Татарского свода.

5 Методика выбора параметров физического волнового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС - диапазон частот и амплитуд.

6 Технология проведения гидродинамических и термодинамических исследований ГС и МЗГС при разработке сложно построенных анизотропных пластов с высоковязкой нефтью.

7 Методика обработки результатов термобарометрических исследований в ГС и МЗГС при нестационарных режимах фильтрации по многодатчиковой технологии.

8 Методика оценки коэффициента температуропроводности нефтенасыщенных пород в промысловых условиях.

Теоретическая и практическая ценность и реализация

В результате выполненных теоретических, лабораторных и промысловых исследований скважин и нефтенасыщенных пластов получено следующее.

1 Получено развитие теории разработки залежей с высоковязкой нефтью, основанной на выявлении зон с не дренируемыми запасами, адресном уплотнении сетки скважин с обоснованной конструкцией хвостовиков и выявленных в процессе исследований оптимальных значений плотности сетки скважин.

2 Получено развитие теории повышения нефтеизвлечения мелких месторождений с высоковязкой нефтью выявленных в процессе исследований эффективных комплексных воздействий - физических волновых с химическими и тепловыми методами, обеспечившие дополнительный прирост нефтеотдача более 20 %.

3 Получено развитие теории термо- и гидродинамических исследований нефтяных пластов с высоковязкой нефтью путём разработки технологии

промысловых исследований и методик обработки результатов для скважин с вертикальными, горизонтальными и многозабойными хвостовиками.

4 Разработаны для горно-геологических условий месторождений ЗС ЮТС и внедрены технологии разработки и увеличения нефтеизвлечения высоковязкой нефти, в т.ч. на уровне изобретений (патенты РФ на изобретения №№ 2304705, 2431038, 2439299, 2513390, 2513469, 2519949, 2524580, 2524703, 2527432, 2534306, 2569514, 2569520, 2569521, 2578090, 2580671, 2583471, 2584703, 2599646, 2599675, 2599995).

5 Разработаны для горно-геологических условий месторождений Западного склона Южно-Татарского свода и внедрены методы эксплуатации скважин для добычи высоковязкой нефти, в т.ч. на уровне изобретений (патенты РФ №№ 2304701, 2387813).

6 Разработаны для горно-геологических условий месторождений Западного склона Южно-Татарского свода и внедрены метод и состав для воздействия на нефтяные пласты высоковязкой нефти, в т.ч. на уровне изобретений (патенты РФ № 2455478, 2681132).

7 Разработаны для горно-геологических условий месторождений Западного склона Южно-Татарского свода и внедрены технологии проведения исследований горизонтальных и многозабойных скважин, в т.ч. на стадии освоения (патенты РФ №№ 2394985, 2673093).

8 На объектах разработки с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС предложены и внедрены эффективные комплексные технологии в сочетании с дилатационно-волновым воздействием: потокоотклоняющие, направленные на выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах; водоограничивающие в добывающих скважинах; кислотостимулирующие призабойную зону продуктивных пластов. Экономический эффект от применения за последние 10 лет превышает 350 млн.рублей.

9 Скопления свободного газа в пермских отложениях с объемом извлекаемых запасов от 7 до 24 млн.м³, расположенные вблизи технологической инфраструктуры разрабатываемых месторождений ЗС ЮТС, выявлены на 26

поднятиях. Они являются нетрадиционным и дешевым источником газа при применении водогазовых и тепловых методов с целью интенсификации добычи высоковязких нефтей. Результаты картирования перспективных территорий по выявлению газовых скоплений в пермских отложениях используются при составлении технических заданий на строительство скважин, что позволяет предупреждать незапланированные выбросы газа, и связанные с этим, аварийные и ремонтно-изоляционные работы. Экономический эффект составляет от 30 до 55 млн. руб./год.

10 По результатам исследований зонального распределения кинематической вязкости нефти и ее плотности по залежам месторождений ЗС ЮТС прекращена закачка в 44 законтурные нагнетательные скважины (годовой экономический эффект более 49 млн. руб./год).

11 В результате внедрения разработок автора, представленных в диссертационной работе, на месторождениях Западного склона Южно-Татарского свода за последние 10 лет дополнительно добыто более 980 тыс. тонн трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти и получен суммарный экономический эффект более 1,2 млрд.руб.

12 Результаты диссертационной работы использованы при разработке проектных документов для месторождений высоковязких нефтей Западного склона Южно-Татарского свода.

13 Результаты диссертационной работы были использованы при разработке учебно-методических пособий для студентов ВУЗов.

Достоверность и апробация результатов исследований

Достоверность результатов диссертационных исследований подтверждается сходимостью расчетных модельных значений параметров и фактических промысловых данных, а также экономически рентабельной реализацией их на месторождениях Республики Татарстан, включая Западного склона Южно-Татарского свода.

Результаты диссертационных исследований обсуждены на международных, региональных, отраслевых конференциях: НТК и научных сессиях

Альметьевского государственного нефтяного института (г.Альметьевск, 2003, 2004, 2006 – 2012, 2014, 2015 гг.); НТК «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 2003г.); НПК «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений» (г.Казань, 1999г.); НПК 8-й международной выставки «Нефть, газ» (г. Казань, 2001г.); Губкинских чтениях «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр» (Москва, 1999 г.); всероссийской НПК «Большая нефть 21 века» (г. Альметьевск, 2006); международной НПК «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов» (г. Казань, 2007 г.); НПК, посвященной 60-летию ОАО «Татнефть» (г. Набережные Челны, 2010 г.), на заседаниях НТС ПАО «Татнефть» (г. Бугульма, 1999-2019 гг.); всероссийской НПК «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (г. Ухта, 2017 г.).

Публикации

По результатам представленных в работе исследований опубликовано 89 научных работ, в том числе: 1 монография, 14 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, в том числе 4 в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования, 26 патентов РФ на изобретения, 5 учебных пособий для ВУЗов.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 361 страницах, в том числе приложений на 36 страницах, состоит из введения, шести глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающего 286 наименования, содержит 140 рисунков и 56 таблиц.

Автор выражает благодарность своим коллегам из ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» и специалистам ПАО «Татнефть» за проведение совместных исследований и содействие в работе, обсуждение результатов и ценные замечания.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследований, определены научная новизна и практическая значимость.

В первой главе систематизированы сведения о геологическом строении месторождений Западного склона Южно-Татарского свода: стратиграфия, тектоника, нефтеносность, газоносность, водоносность, структура запасов; результаты анализа физико-химических свойств нефти и газа, а также фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных отложений; результаты лабораторных исследований характеристик вытеснения высоковязкой нефти на керне карбонатных и терригенных коллекторов; выполнена дифференциация пластов-коллекторов.

Детальным изучением стратиграфии, литологии, тектоники, нефтеносности и гидрогеологии отложений юго-востока Республики Татарстан занимались Войтович Е.Д., Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Буров Б.В., Герасимов В.Г., Халиков Г.Ф., Максимов С.П., Успенская Н.Ю. и многие другие исследователи.

Закономерности тектонического и геологического строения Южно-Татарского свода и его западного склона изучены на керновом и геофизическом материалах в работах Успенского Б.А. (1952), Эллерна С.С., Винокурова В.М. (1961), Егорова С.П. (1963), Войтовича Е.Д., Килигиной М.Л. (1974), Боронина В.П., Степанова В.П., Гольштейна Б.Л. (1982) и др. Дифференцированное развитие разломов привели к образованию в осадочном чехле сложной системы погребенных, унаследованных и возрожденных типов структур, выполненных согласно схемам, разработанным на единых принципах с учетом уточнений, внесенных в разные годы Муслимовым Р.Х., Войтовичем Е.Д. (1992г.), Войтовичем Е.Д., Гатиятуллиным Н.С. (2003г.) и др. Среди положительных крупных тектонических элементов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции особое место занимают Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, из которых основное внимание было уделено территории ЗС ЮТС, на котором выявлена и

доказана нефтеносность в породах всей осадочной толщи - от терригенных отложений верхнего девона до отложений пермской системы. На Западного склона Южно-Татарского свода выделено более 40 мелких нефтяных месторождений, нефтенасыщенные коллекторы которых характеризуются тяжелой, высоковязкой нефтью.

Газоносность на территории Татарстана, приуроченная к пермским отложениям, неоднократно проявлялась в процессе бурения структурных, поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Оценивая характер распределения и концентрации газопроявлений было выделено два типа скоплений газа – свободный и растворенный. Оценка ресурсов свободного газа, составляет около 857 млн.м³. Начальный дебит газа находится в пределах 300 – 20000 м³/сут. На территории ЗС ЮТС из 120 поднятий к потенциально газоносным относятся около 40 ловушек. Оценивая скопления газа как нетрадиционный и дешевый источник сырья при использовании для водогазовых и тепловых методов с целью интенсификации добычи высоковязких нефтей было выделено 26 поднятий, расположенных вблизи технологической инфраструктуры разрабатываемых месторождений ЗС ЮТС.

Основная часть геолого-промысловых и лабораторных научных исследований выполнена на месторождениях Западного склона Южно-Татарского свода: Тюгеевском, Ямашинском, Архангельском, Шегурчинском, Екатерининском, Сиреневском, Ерсубайкинском, Красногорском, Березовском и др. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и физико-химические параметры флюидов, их насыщающих, изменяются в широком диапазоне, в частности вязкость нефти в пластовых условиях изменяется для нижнего карбона от 28 до 71 мПа*с, а для верхнего карбона – от 37 до 435 мПа*с.

Образцы исследованной нефти при температуре, равной пластовой, обладают аномалиями вязкости и подвижности и относятся к классу неньютоновских нефтей. Это важно учитывать при проектировании циклических методов воздействия на продуктивный пласт.

Для адресного эффективного применения разработанных и промышленно апробированных МУН, элементов и систем разработки дифференцированы свойства пластов и флюидов месторождений Западного склона Южно-Татарского свода, основываясь на интегральной зависимости коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) от подвижности (k/μ , где k – проницаемость пласта-коллектора, мкм^2 , μ – вязкость пластового флюида, $\text{мПа}\cdot\text{с}$) для каждого горизонта и яруса с высоковязкой нефтью (Рисунок 1).

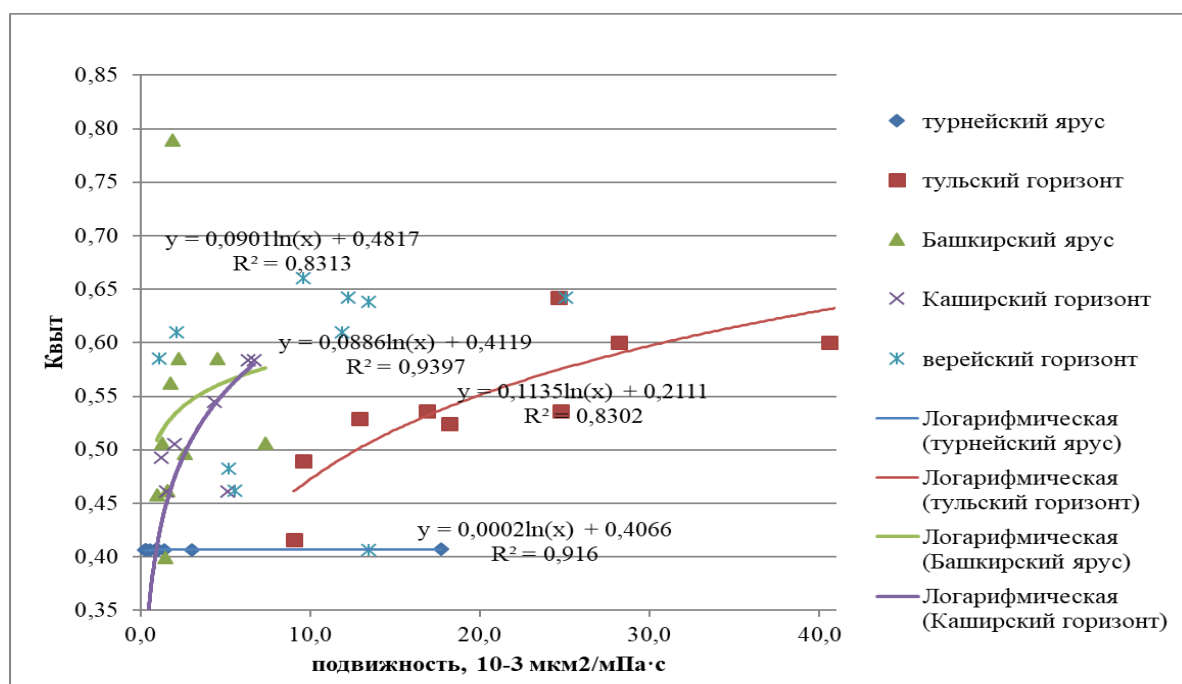


Рисунок 1 - Зависимость коэффициента вытеснения от подвижности для пластов-коллекторов мелких месторождений ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью

Выполненные исследования позволили все пласты-коллекторы месторождений ЗС ЮТС разделить на три категории (Таблица 1).

Полученные зависимости обеспечивают адресное обоснование геолого-технологических мероприятий и формирование, модифицирование систем разработки, основываясь на чувствительности $K_{выт}$ от воздействий, направленных на изменение подвижности пластового флюида удаленной и призабойной зон пласта при заданных экономических ограничениях.

Показано, что для месторождений с указанной структурой запасов существует необходимость контроля теплоэнергетического состояния пласта и индивидуального подхода при разработке как для залежи месторождения, так и для каждой скважины.

Таблица 1 - Категории чувствительности коэффициента вытеснения от подвижности для пластов-коллекторов месторождений ЗС ЮТС

Категория	Характеристика категории	Вид корреляционной зависимости
1	высокая чувствительность $K_{выт}$ от подвижности пластового флюида (башкирский ярус, каширский и верейский горизонты), описываемая корреляционной зависимостью с коэффициентом корреляции 0,867	$K_{выт}=0,0913\ln(k/\mu)+0,4329$
2	средняя чувствительность $K_{выт}$ от подвижности пластового флюида (тульский горизонт), описываемая корреляционной зависимостью с коэффициентом корреляции 0,830	$K_{выт}=0,1135\ln(k/\mu)+0,2111$
3	низкая чувствительность $K_{выт}$ от подвижности пластового флюида (турнейский ярус), описываемая корреляционной зависимостью с коэффициентом корреляции 0,916	$K_{выт}=0,0002\ln(k/\mu)+0,4066$

Во второй главе систематизированы данные по разработке запасов высоковязкой нефти месторождений ЗС ЮТС. Разработана методика оценки вовлеченности в разработку низкопроницаемых зон с преимущественно невыработанными запасами.

Выделены особенности освоения и эксплуатации месторождений ЗС ЮТС содержащих запасы высоковязких нефтей в сложнопостроенных коллекторах с многовариантными ФЕС. Построены зависимости значений вязкости нефти от таких факторов как обводненность добываемой продукции, температура пласта, состояние пластовых и забойных давлений, дегазации и окисленности нефти, содержание смол и парафинов.

Для месторождений Западного склона Южно-Татарского свода характерны залежи с высокой латеральной и послонной неоднородностью. Залежи характеризуются как высокопроницаемыми зонами с преимущественно выработанными запасами, так и низкопроницаемыми с невыработанными запасами. Поэтому на каждом этапе разработки актуальными являются задачи выявления вовлеченных в разработку зон и оценка степени их вовлеченности. При этом наиболее сложным является определение степени выработки низкопроницаемых зон. Это связано с тем, что при вытеснении нефти из низкопроницаемых зон в высокопроницаемые с последующим ее отбором через добывающие скважины происходит смешивание нефтей, поступающих из разных зон. Такие нефти чаще всего имеют схожие показатели вязкости, плотности, содержания парафинов, смол, асфальтенов и т.д. Отличить нефти только по этим показателям не представляется возможным.

Задача идентификации нефти решается путем анализа оптических свойств нефтей, таких как: коэффициент светопоглощения ($K_{сп}$), значение дисперсии вариационного признака ($\sigma_{K_{сп}}$) и коэффициента вариации $K_{сп}$ ($V\sigma$).

Разработанная автором оригинальная методика оценки вовлеченности слабодренлируемых запасов была запатентована (патенты №2304701, 2304705) и включает следующие обязательные элементы:

- 1) отбор проб жидкости (водонефтяной смеси) на устье всех добывающих скважин;
- 2) обезвоживание проб для исключения ошибки результатов;
- 3) измерение оптических свойств обезвоженных проб – коэффициента светопоглощения $K_{сп}$ при различных значениях длины световой волны;
- 4) статистическая обработка полученных результатов измерений $K_{сп}$:
определение среднеквадратических отклонений

$$\overline{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n K_{спi}^2}{n}} \quad (1);$$

дисперсий

$$\sigma_{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^n (K_{спi} - \overline{K_{сп}})^2}{n}} \quad (2);$$

коэффициентов вариации

$$V\sigma = \frac{\sigma_{K_{сп}}}{\overline{K_{сп}}} \cdot 100 \quad (3),$$

где $K_{сп_i}$ —значения $K_{сп_i}$ -ой пробы нефти. Важным является накопление результатов измерений $K_{сп_i}$ и результатов обработки $\overline{K_{сп}}$, $\sigma_{K_{сп}}$, $V\sigma$ в базе данных, что позволяет проследивать динамику изменения оптических свойств пластовой нефти и отслеживать изменение области дренирования продуктивного пласта;

5) строятся спектральные кривые $\overline{K_{сп}}$, $\sigma_{K_{сп}}$, $V\sigma$ нефти в зависимости от длины световой волны;

6) производится воздействие на исследуемый пласт путем, например, закачки полимера в нагнетательную скважину, расположенную в зоне залежи, подлежащей исследованию;

7) через заданные промежутки времени производятся повторные отборы проб для определения того же комплекса оптических свойств нефти. Оцениваются интегральные показатели работы скважин—изменение дебита жидкости, обводненности продукции, энергетического состояния окрестности скважин, коэффициента продуктивности. Изменение коэффициента $K_{сп_i}$ нефти свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемых запасов продуктивных коллекторов. На Рисунке 2 приведены спектральные кривые $K_{сп}$, $\sigma_{K_{сп}}$ и $V\sigma$ проб нефти на примере скв. 4126. Отмечается снижение значений $V\sigma$ добываемой нефти в интервале длин волн 800-1010 нм после закачки полимера в период с 15.05 по 22.07.07 и повышение значений $V\sigma$ в последующем периоде с 19.08 по 17.09.07г.

8) построение зависимости накопленных результатов коэффициентов вариации $V\sigma$ при длине волны 500 нм в функции накопленной добычи нефти (ΣQ_H);

9) строится карта на геологической основе анализируемого месторождения, изолинии которой иллюстрируют изменение $V\sigma$ (в процентах) по месторождению;

10) выделяются элементы (ячейки заводнения), включающие нагнетательные и связанные с ними добывающие скважины. Для каждого элемента устанавливаются корреляционные зависимости V_{σ} от ΣQ_n . Рассчитываются геометрические размеры участков на карте, ограниченных изолиниями V_{σ} , равными 48-50 %. На карте (Рисунок 3) более светлым тоном выделяются наиболее выработанные участки на примере Архангельского месторождения, а более темным показаны участки, на которых сосредоточены остаточные извлекаемые запасы (эти участки ограничиваются изолинией V_{σ} , равной 48%). В результате опытно-промысловых работ было выявлено четыре участка, не охваченных дренированием. Для каждого из выявленных участков построены зависимости V_{σ} от накопленной добычи;

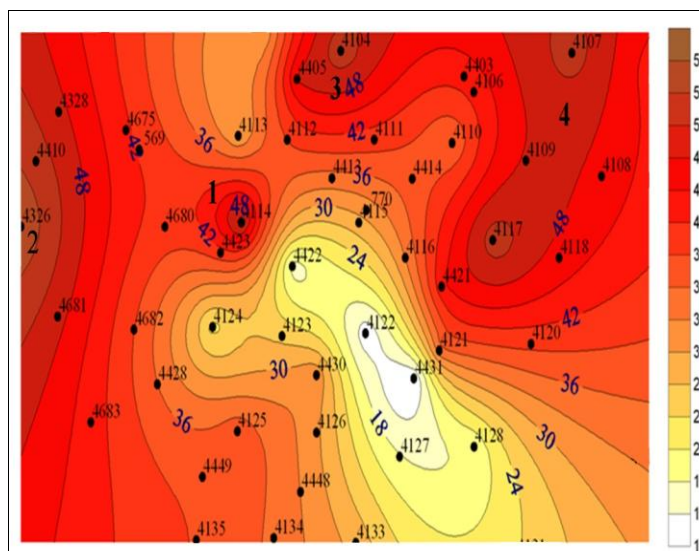
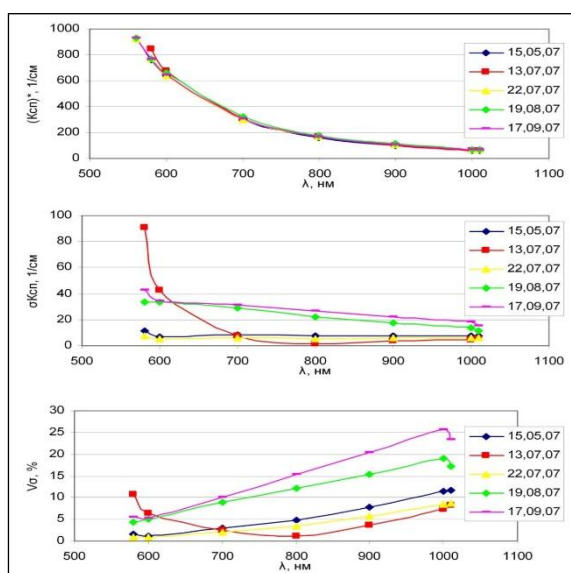


Рисунок 2 - Спектральные кривые K_{sp} , σK_{sp} и V_{σ} Рисунок 3 - Карта V_{σ} добываемой нефти

11) анализируются по полученной карте участки с наименее выработанными запасами, рассчитываются геометрические размеры таких участков и определяются остаточные извлекаемые запасы вычитанием накопленной добычи нефти из начальных извлекаемых запасов по каждому из участков.

Расчет по данной методике суммарных остаточных извлекаемых запасов нефти для рассматриваемого пласта Архангельского месторождения составил 281,254 тыс. тонн.

В третьей главе рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи и оценка их эффективности при разработке трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти месторождений Западного склона Южно-Татарского свода: технологии потокоотклонения, выравнивания профиля приемистости, водоизоляции и ограничения водопритока, технологии кислотных стимуляций призабойных зон скважин, волновые методы воздействия на пласт, тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Обоснованы на уровне изобретений (патенты №№ 2534306, 2524580, 2527432) способы разработки залежей, содержащих запасы высоковязкой нефти, с применением теплового и водогазового воздействия.

Применение указанных технологий МУН на добывающих и нагнетательных скважинах НГДУ «Ямашнефть» за последние десять лет было осуществлено на 1984 скважинах. Дополнительная добыча нефти от мероприятий МУН составила 2935,170 тыс. тонн при среднесуточном приросте дебита на одну скважину нефти 2,26 т/сут.

Учитывая, что значительная часть нефтесодержащих пропластков в продуктивных коллекторах Западного склона Южно-Татарского свода представлена слабопроницаемыми породами, закачивание в них воды, полимеров и кислот затруднительно, что приводит к потере большей части балансовых запасов в недрах. Для извлечения нефти из таких объектов актуальным является улучшение фильтрующих свойств коллекторов волновым воздействием на пласт, в частности, методом ДВВ. Системное площадное применение ДВВ на продуктивный пласт с учетом геолого-геофизических и фильтрационных параметров нефтесодержащих отложений способствует снижению отрицательного влияния капиллярных сил. Такие выводы были сделаны исследователями В.К. Асташевым, И.И. Блехманом, С.М. Гадиевым, М.Н. Галлямовым, Р.Ф. Ганиевым, Ю.С. Ащепковым, Э.М. Симкиным и др.

Технология ДВВ применяется в сочетании с другими методами увеличения нефтеотдачи, с существенным увеличением эффекта от воздействия. В нефтепромысловой практике ДВВ на призабойную зону пласта создается весом колонны НКТ при ее упоре на породу в зумпфе скважины. Чередование нагружения-разряжения породы динамикой работы штангового глубинного насоса (ШГН) через разработанный хвостовик (патент №2387813) формирует ДВВ, создавая в породах пласта инфранизкочастотные упругие колебания с интенсивностью волнового поля J (плотностью потока мощности):

$$J = \frac{1}{2} \rho A^2 \omega^2 v \quad (4),$$

где A – амплитуда колебаний; ω – собственная частота, 1/с; v – скорость распространения колебаний, м/с; ρ – плотность пород, кг/м³.

Условия возбуждения колебаний в скважине с хвостовиком условно делятся на две основные, связанные между собой, а также с источником возмущений и окружающими породами, системы: столб жидкости в НКТ над плунжером насоса; колонна НКТ с хвостовиком, зажата сверху устьевой арматурой, а снизу опорой. Столб жидкости периодически воздействует своим весом на приемный клапан насоса, хвостовик и породу. Степень свободы столба жидкости в НКТ ограничивается его движением вдоль оси скважины. Для собственной частоты столба жидкости $\rho_{ж}$, закрытого с одного конца, можно записать:

$$F_{ж} = (2m - 1) \frac{\sqrt{E_{ж}/\rho_{ж}}}{4L_{ж}} \quad (5),$$

где $m = 1, 2, 3 \dots$ - целые числа. Расчеты показывают, что при $m=1$ и реальных значениях $L_{ж}$, $E_{ж}$, $\rho_{ж}$ величина $F_{ж}$ составляет десятые доли герц.

В колонне НКТ упругостью E_k плотностью материала ρ_k возбуждаются продольные колебаний на собственной частоте колонны:

$$F_k = \frac{m}{2L_k} \sqrt{E_k/\rho_k} \quad (6).$$

Численная величина F_k для реальных значений $L_k = 1000 \div 3000$ м, $E_k = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, $\rho_k = 7,8 \cdot 10^3$ кг/м³ и $m = 1$ составляет первые единицы герц.

При этом стратегия проектирования возбуждающей скважины сводится к достижению равенства между наименьшей нормальной частотой системы и частотой работы насоса.

В результате опытно-промышленных работ было установлено, что для месторождений ЗС ЮТС рекомендуемая частота возмущающих импульсов при ДВВ не должна превышать 0,14-0,17 Гц.

Технология ДВВ на месторождениях ЗС ЮТС применялась на 93 скважинах, на отдельных участках в комплексе с другими МУН. Успешность внедрения составила 78%. Технологический эффект обеспечил дополнительную добычу более 190 тыс. тонн нефти с экономическим эффектом более 358 млн.рублей.

Установлено, что наибольший эффект и охват пластов воздействием с достижением высоких значений КИН обеспечивается комплексными технологиями (химическими и волновыми, волновыми и тепловыми, химическими и тепловыми).

В четвертой главе приведены результаты исследований влияния плотности сетки скважин на выработку запасов высоковязкой нефти, оптимальных значений забойного и пластового давления, зависимости фильтрационных параметров пласта от давления, технологии и оборудование для добычи высоковязкой нефти месторождений ЗС ЮТС.

Теоретические исследования и опытно-промысловые работы по обоснованию плотности сетки скважин выполнены на опытных участках с уплотненной сеткой Архангельского, Ямашинского и Ерсубайкинского месторождений. Проанализированы исторические (более 30 лет) промысловые данные технологических режимов работы скважин. Установлена эффективность применения уплотненных сеток скважин при разработке месторождений ЗС ЮТС. Выработка НИЗ на опытных участках составляет 68,5-97,7 %, в то время как на участках с традиционной сеткой разбуривания выработка находится в диапазоне 22-63,88 %.

Для определения оптимальной плотности сетки скважин для месторождений Западного склона Южно-Татарского свода была проведена серия технико-экономических расчетов, которые показали, что оптимальная плотность сетки скважин для карбонатных продуктивных отложений находится в диапазоне $S=1 - 4$ га/скв, а для терригенных - $S=3,9-9$ га/скв. Максимальный эффект получается при более плотных сетках скважин в случае более высоких удельных запасов на скважину.

Одним из эффективных способов регулирования плотности сетки скважин на второй и последующих стадиях разработки нефтяного месторождения является комплексное использование уплотняющего бурения и технологий ОРД и ОРЗ. Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда.

Оптимальные значения пластового и забойного давлений для продуктивных пластов месторождений ЗС ЮТС исследовались при нарушении линейного закона фильтрации, вызванным проявлением неньютоновских свойств высоковязкой нефти, несовершенством скважин по характеру и степени вскрытия, снижением фазовой проницаемости при забойном давлении ниже значения насыщения, снижением проницаемости пласта вследствие его сжимаемости при падении пластового давления. По результатам этих исследований для практического использования были определены оптимальные диапазоны изменения значений забойных и пластовых давлений для месторождений ЗС ЮТС (Таблица 2).

Таблица 2 – Рекомендуемые величины забойного и пластового давления в зависимости от горного давления

Горизонты	Оптимальное пластовое давление, доля от горного	Оптимальное забойное давление, доля от горного для добывающих скважин	Оптимальное забойное давление, доля от горного для нагнетательных скважин
Д ₀ , Д ₁	0,41 - 0,42	0,130 – 0,140	0,51 – 0,63
Верейский	0,29 – 0,31	0,090 – 0,092	0,79 – 0,81
Башкирский	0,34 – 0,35	0,091 – 0,093	0,78 – 0,80
Турнейский	0,24 – 0,26	0,089 – 0,091	0,62 – 0,77

Исследование зависимости фильтрационных параметров продуктивных пластов от давления выполнено на основе представления проницаемости и пористости в виде экспоненциальных зависимостей, предложенных в ряде работ В.Н. Николаевского, К.С. Басниева, В.М. Ентова и др.:

$$k = k_0 \exp[a_k(p - p_0)] \quad (7),$$

$$m = m_0 \exp[a_m(p - p_0)] \quad (8),$$

где k_0 , m_0 - параметры проницаемости и пористости при стандартном (например, начальном пластовом) давлении p_0 ; k , m - проницаемость и пористость при текущем давлении p ; a_k и a_m - соответственно коэффициент изменения проницаемости и коэффициент сжимаемости пор.

Для оценки изменения фильтрационных свойств терригенного коллектора от давления решена обратная задача по определению гидропроводности когда процесс фильтрации описывается уравнением нелинейного упругого режима. Экспериментальные исследования по определению зависимости коэффициента гидропроводности пласта от давления показали, что она хорошо аппроксимируется монотонными и выпуклыми функциями, что позволяет находить искомое решение методами регуляризации, подробно рассмотренными в диссертационной работе. Результаты расчетов гидропроводности по КВД на примере скв. 9288а приводятся на Рисунке 4. Из расчетов следует, что с увеличением перепада давления, происходит ухудшение фильтрационных свойств пласта. Значение гидропроводности в окрестности скважины при депрессии 3 МПа изменяется на 10 %. Таким образом, по результатам ГДИС определяется характер изменения фильтрационных параметров пласта в зависимости от режимов эксплуатации скважин как для терригенных, так и карбонатных коллекторов, результаты изучения изменения гидропроводности которых демонстрируют увеличение последней на 43 % при уменьшении депрессии на пласт на 2,8 МПа.

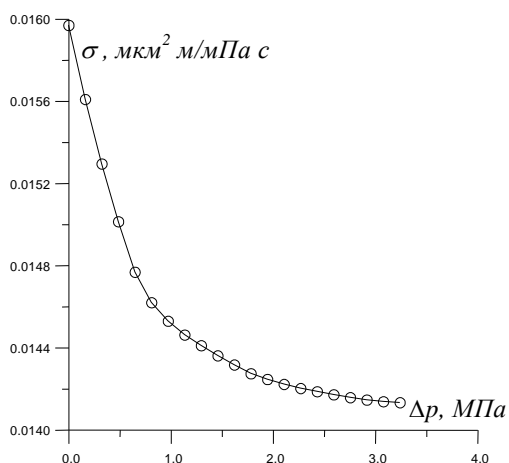


Рисунок 4 - Зависимость гидропроводности от депрессии (скв. 9288а)

Выполненные исследования по определению оптимальных величин забойного и пластового давления обеспечивают задание режима дренирования залежей, который позволяет предотвращать раннее обводнение скважин. Учет латеральной анизотропии разрабатываемых продуктивных пластов посредством контроля движения в них жидкости и локализации остаточных запасов обеспечивают адресное формирование систем разработки.

В пятой главе рассмотрены методы промышленного геофизического и гидродинамического контроля разработки ТРИЗ высоковязких нефтей ЗС ЮТС. Информацию о теплофизических свойствах горных пород получают, в основном, из лабораторных экспериментов, которые хотя и имеют высокую точность измерений, но не воссоздают параметры горных пород в естественных условиях, что в ряде случаев ограничивает их использование для практических целей. Развитие технологий скважинных глубинных измерений существенно расширяет представление о происходящих термобарических процессах в нефтяных пластах. Показано, что для месторождений с указанной структурой запасов существует необходимость контроля теплоэнергетического состояния пласта и индивидуального подхода при разработке как для залежи месторождения, так и для каждой скважины.

Исследования температурных полей месторождений Западного склона Южно-Татарского свода позволили определить геотермические характеристики башкирских и тульских отложений, а также выделить температурные аномалии, связанные с нефтенасыщенными, водонасыщенными и загипсованными зонами. Некоторые геотермические характеристики приведены в Таблице 3.

Полученные результаты позволили повысить информативность термодинамических и термогидродинамических исследований, а также

оптимизировать температуру теплоносителей при тепловых МУН продуктивных пластов с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС.

Таблица 3 – геотермические характеристики башкирских и тульских отложений месторождений ЗС ЮТС

Месторождение	Температура по кровле отложений, °С		Амплитуда температурной аномалии отложений, °С		Среднее значение градиента аномалии отложений, °С/м	
	Башкирск.	Тульский	Башкирск.	Тульский	Башкирск.	Тульский
Сиреневское	19,50	23,15	0,58	0,47	0,030	0,050
Ямашинское	18,85	22,45	1,07	0,42	0,023	0,030
Черемшанское	18,65	22,30	0,65	2,05	0,028	0,055
Нурлатское	23,45	27,00	0,35	0,55	0,028	0,028
Тавельское	20,10	23,65	0,55	0,80	0,027	0,030
Ульяновское	20,30	24,10	0,20	0,48	0,024	0,035

Для определения теплофизических и фильтрационных параметров пласта в окрестности скважины по изменениям температуры после пуска скважины в эксплуатацию разработана методика, основанная на обработке результатов термогидродинамических исследований. Процесс неизотермической фильтрации флюида в круговом пласте к вертикальной скважине с учетом кондуктивного и конвективного переноса тепла, адиабатического расширения, эффекта Джоуля – Томсона и влияния ствола скважины описывается следующей системой уравнений:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0, \quad (9)$$

$$C_{nn} \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_{nn} r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m \rho C_p \eta \frac{\partial p}{\partial t} + \rho C_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0, \quad (10)$$

с начальными и граничными условиями

$$p(r,0) = p_0(r), \quad T(r,0) = T_0(r), \quad r \in [r_c, R_k] \quad (11)$$

$$2\pi H \frac{k}{\mu} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r=r_c} = Q + C_{\text{ска}} \frac{\partial p}{\partial t}, \left[r \frac{\partial T}{\partial r} \right]_{r=r_c} = 0, \quad t > 0, \quad (12)$$

$$p(R_k, t) = P_k, \quad T(R_k, t) = T_k, \quad (13)$$

Задача (9)–(13) решается численно методом конечных разностей. Ниже приводятся результаты обработки термогидродинамических исследований в скважине № 2030. На Рисунках 5, 6, 7, 8 приведены наблюдаемые и вычисленные кривые изменения давления и температуры, их логарифмические производные.

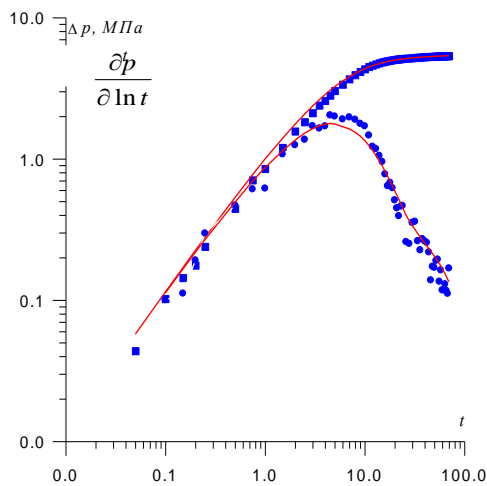


Рисунок 5 - Сква. № 2030. Кривые изменения давления - I. ■— наблюдаемая кривая, ●— ее производная, — вычисленные кривые.

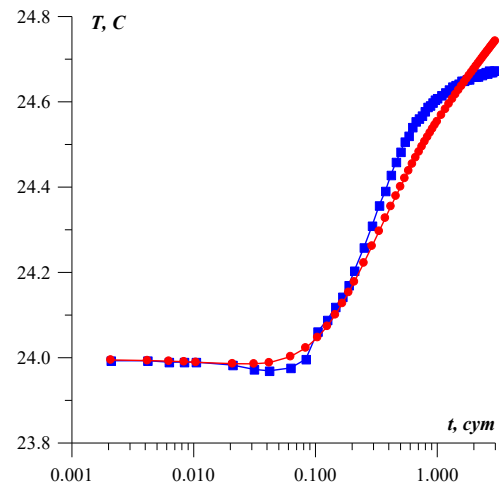


Рисунок 6 - Сква. № 2030. Кривые изменения температуры - I. ■— наблюдаемая, ●— вычисленная кривая.

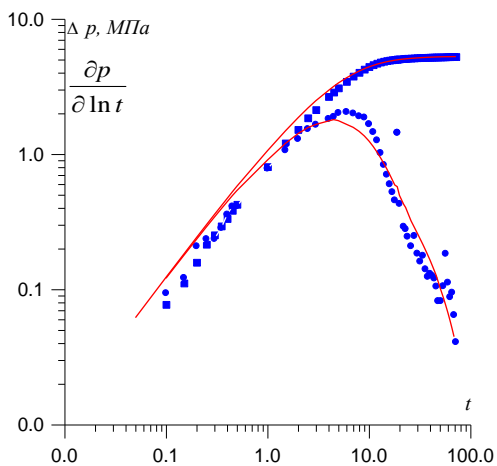


Рисунок 7 - Сква. № 2030. Кривые изменения давления - II. ■— наблюдаемая кривая, ●— ее производная, — вычисленные кривые.

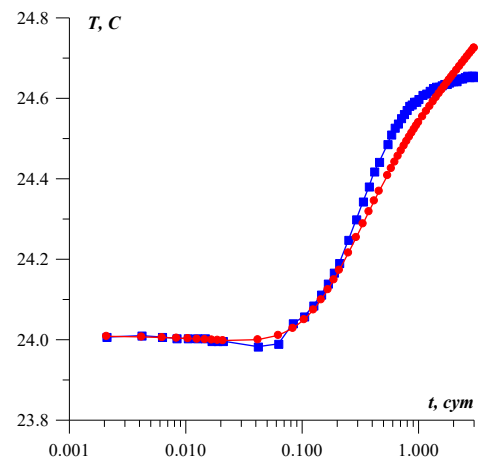


Рисунок 8 - Сква. № 2030. Кривые изменения температуры - II. ■— наблюдаемая, ●— вычисленная кривая.

В Таблице 4 приводятся результаты обработки кривых изменения давления и температуры.

Таблица 4 - Результаты расчетов по скв. № 2030

Обработка кривой изменения давления		
кривые изменения давления	Кривая - I	Кривая - II
проводимость пласта, мкм ² /(мПа с)	0.0062	0.0059
пластовое давление, МПа	7.15	7.06
коэффициент влияние ствола скважины, м ³ /МПа	0.33	0.35
Обработка кривой изменения температуры		
теплоемкость пласта, Дж/(м ³ К)	1.5 10 ⁶	1.6 10 ⁶
теплопроводность пласта, Вт/(м К)	2.99	2.99
коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа	0.35	0.29
проводимость пласта, мкм ² /(мПа с)	0.0076	0.0063

Оценки коэффициентов проводимости, полученные по кривым изменения давления и температуры, хорошо согласуются. Результаты расчетов показывают, что по кривым изменения температуры, снятым в период пуска скважины, можно оценивать фильтрационные параметры нефтяного пласта в окрестности вертикальной скважины.

Широкое использование горизонтальных и многозабойных при разработке запасов высоковязких нефтей месторождений ЗС ЮТС привело к необходимости разработки технологии длительных исследований таких скважин, позволяющую изменять технологический режим их эксплуатации без привлечения дополнительной спецтехники и оборудования. При этом особое внимание было уделено многодатчиковым технологиям исследований. С помощью жесткой конструкции, оснащенной специальными контейнерами, при подземном ремонте скважины (ПРС) проводят размещение глубинных приборов по схеме Рисунка 9, измеряющих давление и температуру, в основном стволе до и после входа в боковой ствол (патент №2394985).

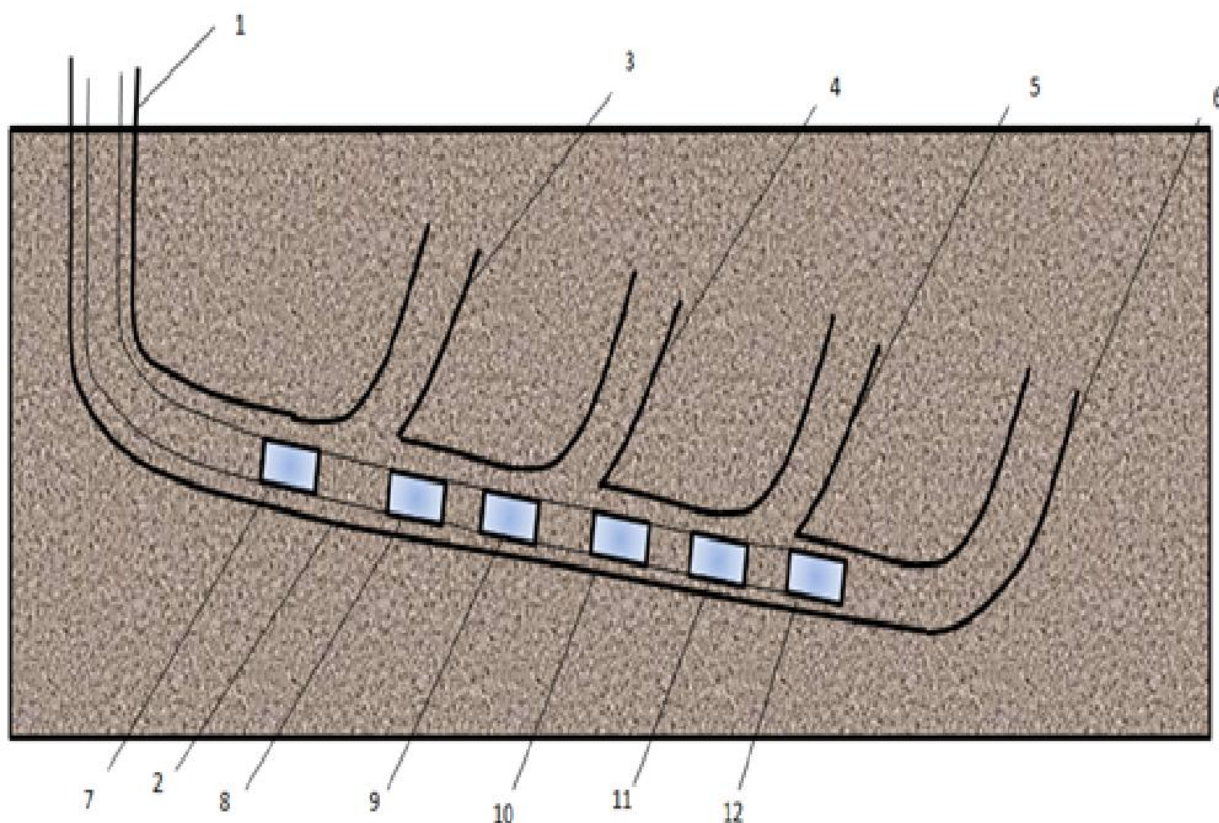


Рисунок 9 - Схема исследования многозабойной горизонтальной скважины по патенту №2394985. Обозначения: 1 – основной (пилотный) наклонно-направленный ствол скважины; 2 – горизонтальный ствол скважины; 3 – 6 – боковые горизонтальные стволы; 7 – 12 – исследовательские контейнеры с размещенными в них комплексными автономными приборами для регистрации температуры и давления

На Рисунке 10 приведены результаты исследований одной из скважин №1947 Сиреневского месторождения автономными манометрами-термометрами. При длительной работе скважины и выходе ее на установившийся режим, когда депрессия на забое достигла 0,8 – 0,9 МПа при забойном давлении 2,8 МПа наблюдаются следующие показания приборов.

На участке расположения прибора 4 (Рисунок 10) в течение всего периода откачки давление снижается. За 160 часов оно уменьшилось на 0,051 МПа, следовательно, приток из пласта не компенсирует объем отбираемой жидкости. На участке расположения прибора 3 за период откачки давление возросло и за 160 часов увеличилось на 0,053 МПа, что свидетельствует о более высоких коллекторских свойствах этой части пласта. Влияние этого процесса сказывается и на участке расположения прибора 2, где давление тоже возрастает.

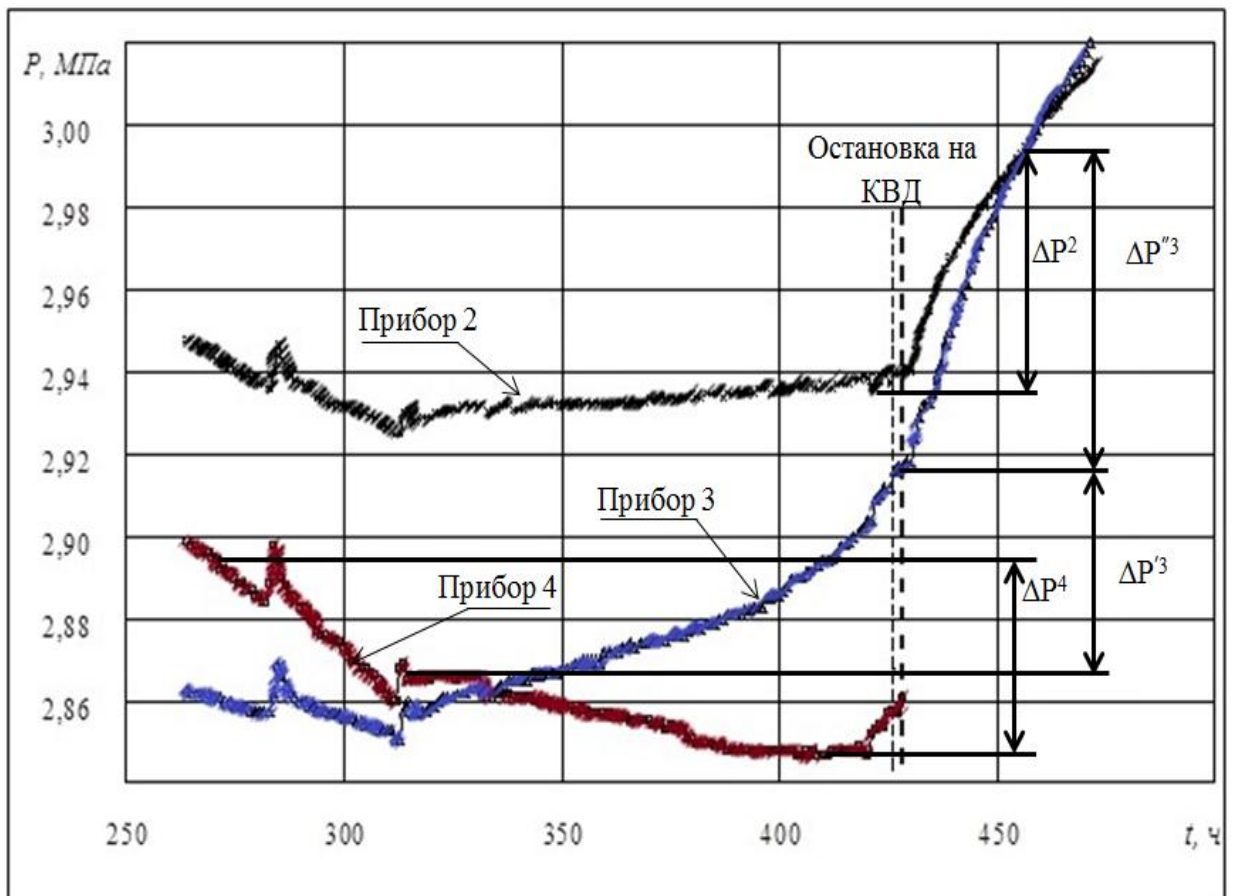


Рисунок 10 - Давление, зарегистрированное приборами в ГС 1947 при выходе на установившийся режим работы

КВД, зафиксированные приборами после остановки скважины, имеют разный темп. Это указывает на неоднородность фильтрационных свойств пласта вдоль горизонтальной части ствола. Кривая, зафиксированная прибором 3, характеризует лучшую по коллекторским свойствам область пласта. Давление тут растет более интенсивно – за 28 часов оно выросло на 0,077 МПа. Участок пласта, где расположен прибор 2, имеет худшие коллекторские свойства, т.к. давление здесь выросло на 0,056 МПа. Повышение температуры (Рисунок 11) в местах расположения приборов 2 и 3 на $0,200\text{C}^\circ$ и $0,330\text{C}^\circ$ соответственно, за счет эффекта Джоуля-Томпсона, свидетельствует о наличии притока из пласта. На месте расположения прибора 4 дроссельный эффект не наблюдается.

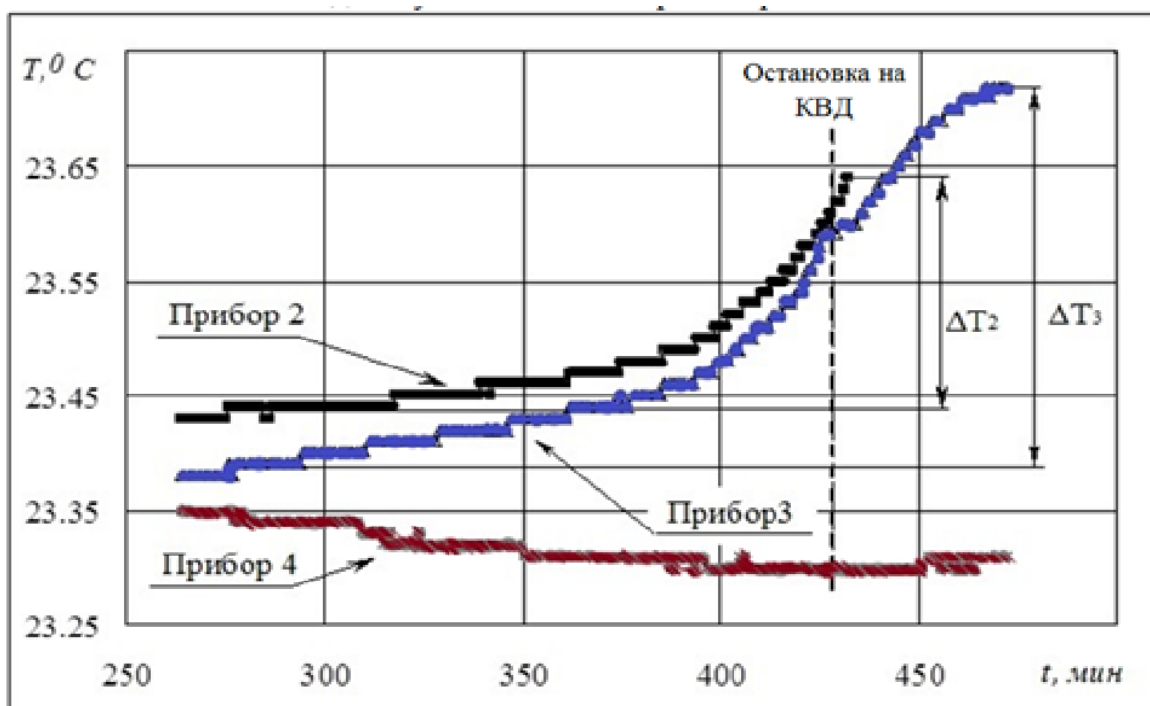


Рисунок 11 - Температура, зарегистрированная приборами в ГС 1947 при выходе на установившийся режим работы

В Таблице 5 представлены значения коэффициента проводимости в зонах расположения приборов, полученные по кривым изменения температуры и давления. Как видно, результаты термогидродинамических и гидродинамических исследований хорошо согласуются.

Таблица 5 - Оценка коэффициента проводимости в зонах расположения приборов в скважине №1947

Исследуемая зона (Зона прибора)	Проводимость k/μ , $\text{мкм}^2 (\text{мПа}\cdot\text{с})$	
	По кривой температуры	По кривой давления
2	$2,12 \cdot 10^{-3}$	$3,86 \cdot 10^{-3}$
3	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$2,29 \cdot 10^{-3}$
4	$5,71 \cdot 10^{-4}$	$7,3 \cdot 10^{-4}$

Оценка экономического эффекта от внедрения данной технологии опирается на фактор удешевления термогидродинамических исследований в сравнении с применением геофизических методов с привлечением ремонтных

бригад. Расчетная разница в стоимости исследований составляет 200 тыс. руб. на 1 скважину, с учетом фактического и прогнозного фонда скважин со сложной конструкцией, пробуренных на территории месторождений Западного склона Южно-Татарского свода, экономический эффект составляет не менее 28 млн. руб. в год.

Результаты выполненных геотермических, термо и гидродинамических исследований позволили уточнить геологическое строение отдельных залежей нефти, оценить особенности фильтрации в них пластовых флюидов, внести обоснованные решения при проектировании геолого-технологических мероприятий по регулированию и совершенствованию принятой системы разработки месторождений Западного склона Южно-Татарского свода.

В шестой главе приведены результаты исследований оптимальных архитектур и траекторий многозабойных скважин и скважин с горизонтальным окончанием. Большое разнообразие геолого-физических параметров продуктивных пластов месторождений Западного склона Южно-Татарского свода и влияние депрессии на фильтрационные свойства коллекторов потребовало индивидуального подхода к формированию систем разработки и способам разбуривания мелких месторождений с большой этажностью. Для обеспечения этого требования разработан и внедрен ряд систем разработок на уровне изобретений. Некоторые схемы базовых элементов систем разработок приведены на Рисунке 12.

В основу принципа обоснования применимости конкретных ячеек разработки положена бальная система. Критериями являются литологические, физико-химические и фильтрационные свойства продуктивных пластов месторождений Западного склона Южно-Татарского свода. В Таблице 6 приведены отдельные элементы базовой матрицы обоснования применимости ячейки разработки для залежей Западного склона Южно-Татарского свода. В Таблице 7 приведены адресные рекомендации способов и ячеек разработки для продуктивных коллекторов с высоковязкими нефтями на конкретных примерах для башкирского яруса и верейского горизонта.

Критериями выбора конкретного элемента (ячейки) разработки из всего многообразия, представленного в п. 6.1 диссертации, являются: тип коллектора; коэффициент расчлененности; мощность пласта; вязкость нефти в пластовых условиях; подвижность пластового флюида (проницаемость коллектора). Используется пятибалльная система для определения веса каждого из указанных критериев. При этом вес критерия низкий, в частности «единица», если решающего значения он не имеет и равен «пяти» если он имеет принципиальное значение. Суммирование баллов по всем критериям для каждого элемента (ячейки) разработки по п. 6.1 диссертации определяет его рейтинг, позволяющий аргументированно его выбирать для каждой залежи с учетом особенностей. Если при прочих равных условиях свойств нефтяной залежи могут быть использованы несколько элементов (ячеек) разработки, то среди них выбирается та, которая имеет наивысший рейтинг. В случае, если для одного и того же продуктивного пласта несколько ячеек имеют одинаковые рейтинги, то выбирается та, которая реализуется с наименьшими затратами.

Предложенные способы разработки, адресные рекомендации по применению элементов (ячеек) разработки залежей Западного склона Южно-Татарского свода с высоковязкой нефтью обеспечивают эффективность разработки мелких месторождений, поскольку каждый обоснованный технологический элемент характеризуется наибольшей эффективностью при ограничении затрат.

В диссертационной работе по каждому предложенному методу разработки мелких месторождений Западного склона Южно-Татарского свода с высоковязкой нефтью приведены результаты оценки технологической эффективности и значения увеличения КИН. Суммарный экономический эффект от решений, технологий, методик, разработанных автором для повышения эффективности разработки мелких месторождений Западного склона Южно-Татарского свода с высоковязкой нефтью, превышает 150 млн.рублей в год.

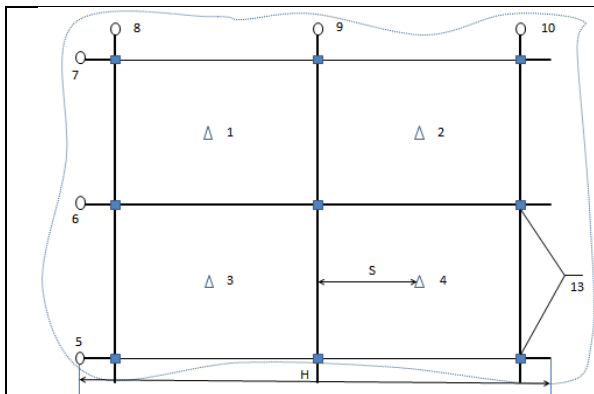


Схема латерального размещения ГС по патенту №2519949

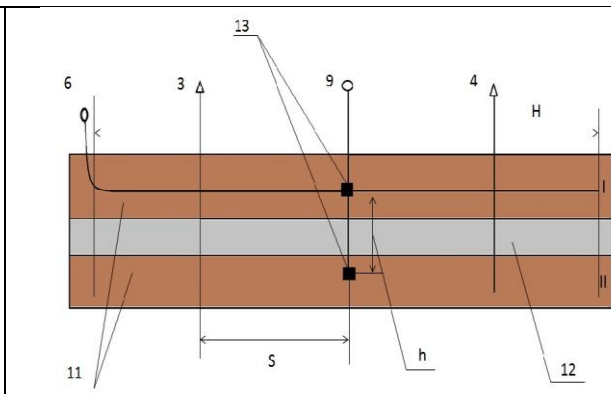


схема вертикального размещения ГС и ВС по патенту №2519949

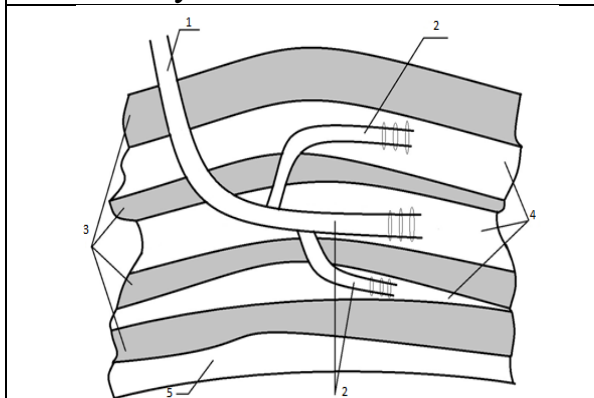


Схема расположения горизонтальных стволов МЗГС по патенту №2431038

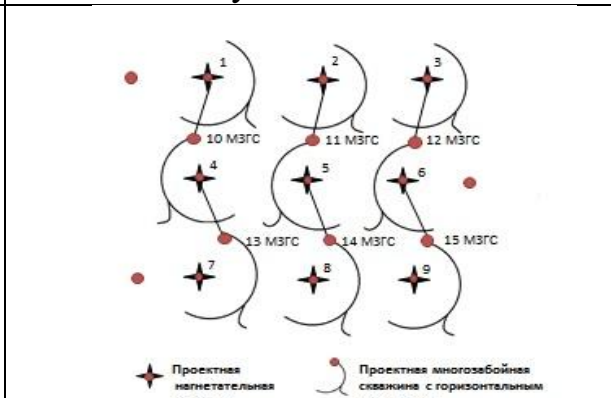
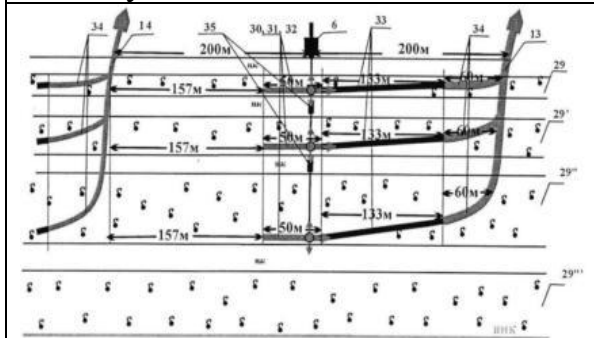


схема размещения МЗГС по патенту №2439299



- Условные обозначения:
- ↑ - вертикальная нагнетательная скважина
 - ↔ - добывающая многозабойная скважина (13, 14) и добывающие горизонтальные интервалы многозабойной скважины (34)
 - - нагнетательные интервалы многозабойной скважины не более 50 метров (30, 31, 32)
 - - глухой пакер (33)
 - ⊙ - нефтеносность
 - - управляемый пакер (35)

схема размещения МЗГС по патенту 2578090

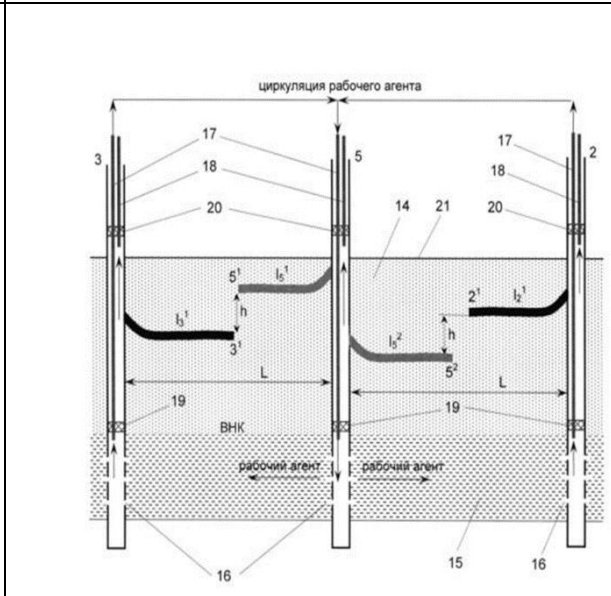


схема размещения МЗГС по патенту 2599995

Рисунок 12 – Схемы отдельных базовых элементов систем разработок месторождений ЗС ЮТС

Таблица 6 – Элементы матрицы обоснования ячеек разработки для залежей ЗС ЮТС с высоковязкими нефтями

№ ячейки (по п. 6.1)	Номер патента	тип коллектора		коэффициент расчлененности		мощность пласта, м		вязкость, мПа*с		подвижность, мкм ² /мПа*с		Итого, баллов
		тип	балл	значение	балл	значение	балл	значение	балл	значение	балл	
1	2431038	карбон., терриген	1	> 3	5	> 15	5	10 - 40	3	0,01 - 1	5	19
2	2439299	карбон., терриген	1	< 3	5	> 13 (карб.), > 3 (терриг)	5	10 - 40	3	0,01 - 1	5	19
3	2513390	карбон.	5	< 3	1	> 1	1	10 - 40	3	0,01 - 100	1	11
4	2513469	карбон., терриген	1	> 3	5	> 1	1	10 - 40	3	0,3 - 18	3	13
5	2519949	карбон., терриген	1	> 2	5	> 1	5	40 - 80	4	0,3 - 18	5	20
6	2524703	карбон., терриген	1	< 3	5	> 1	5	10 - 40	3	0,01 - 100	1	15
7	2569514	карбон.	5	< 3	1	> 1	3	10 - 40	3	0,01 - 100	1	13
8	2569520	карбон., терриген	1	> 2	5	> 1	5	10 - 40	3	0,01 - 1	5	19
9	2569521	карбон., терриген	1	> 2	5	> 1	5	10 - 40	3	0,01 - 1	5	19
10	2578090	карбон., терриген	1	> 2	5	> 1	5	10 - 40	3	0,01 - 100	1	15
11	2580671	карбон., терриген	1	> 2	5	> 10	5	30 - 80	5	0,01 - 1	5	21
12	2583471	карбон., терриген	1	> 3	5	> 10	5	10 - 40	3	0,01 - 1	5	19

Таблица 7 – Адресные рекомендации способов и ячеек разработки для продуктивных коллекторов с высоковязкими нефтями для мелких месторождений ЗС ЮТС

Категория (груп-па) горизонта (яруса)	Горизонт (ярус)	Месторождение	Тип коллектора	средняя толщина пласта, м	коэффициент расчлененности, д.ед.	вязкость, мПа*с	подвижность, мкм ² /мПа*с	К выт.	чувствительность изменения Квыт от проницаемости и вязкости (подвижности)	рекомендуемый способ разработки		Достижимый КИН
										номер ячейки по п. 6.1	Достижимый Коэф	
категория 1 (высокоподвижные запасы)	Башкирский ярус	Красногорское	карбонат.	22,8	3,2	90,3	1,307	0,5063	0,0699	яч.13	0,786	0,398
		Беркет-Ключевское		7,6	3,1	90,3	0,975	0,4582	0,0937	яч.13	0,786	0,360
		Сиреневское		20,8	4,9	42,8	7,360	0,6564	0,0124	яч.11	0,786	0,516
		Шегурчинское		42,2	3,66	42,8	2,593	0,4964	0,0352	яч.10	0,756	0,375
		Ямашинское		14,9	2,38	42,8	4,556	0,5851	0,0200	яч.7	0,791	0,463
		Архангельское		52,9	7,3	435,06	1,903	0,4895	0,0480	яч.15	0,791	0,387
		Тюгеевское		21,6	4,2	95,93	1,751	0,5621	0,0521	яч.15	0,791	0,445
		Ерсубайкинское		18,4	2,7	42,3	1,468	0,3991	0,0622	яч.7	0,791	0,316
		Березовское		20,2	6,6	56,2	1,601	0,4620	0,0570	яч.11	0,756	0,349
		Екатериновское		16,7	4,2	85,9	2,270	0,5851	0,0402	яч.11	0,756	0,442
	Верейский горизонт	Красногорское	карбонат.	43,2	3,1	49,45	1,820	0,4620	0,0502	яч.4	0,786	0,363
		Беркет-Ключевское		н.о.	н.о.	77,72	5,185	0,5573	0,0176	яч.5	0,786	0,438
		Сиреневское		44,9	2,1	70,5	0,369	0,4065	0,2476	яч.5	0,786	0,320
		Шегурчинское		43,1	2,74	33,27	2,134	0,6096	0,0428	яч.10	0,756	0,461
		Ямашинское		18,8	н.о.	24,8	0,524	0,5451	0,1742	яч.8	0,783	0,427
		Архангельское		28,8	3,318	44,78	3,948	0,5087	0,0231	яч.5	0,786	0,400

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 На основе многолетних геолого-промысловых и лабораторных исследований, проведенных автором, получены и систематизированы фильтрационно-емкостные, петрофизические свойства коллекторов и физико-химические свойства пластовых флюидов, осложняющие условия разработки продуктивных пластов с высоковязкой нефтью месторождений Западного склона Южно-Татарского свода.

2 По результатам переинтерпретации геофизического материала более 7200 скважин и промысловым исследованиям были выявлены и оконтурены перспективные территории скоплений свободных газов в пермских отложениях Республики Татарстан. Дана оценка запасам свободного газа и возможности его использования как нетрадиционного и дешевого источника сырья при проведении водогазовых и тепловых методов с целью интенсификации добычи высоковязких нефтей на месторождениях Западного склона Южно-Татарского свода. Результаты картирования перспективных территорий по выявлению газовых скоплений в пермских отложениях используются при составлении технических заданий на строительство скважин (экономический эффект от 30 до 55 млн. руб./год).

3 Анализ особенностей разработки терригенных и карбонатных отложений месторождений Западного склона Южно-Татарского свода показал широкий диапазон изменений показателей разработки (темпов отбора и обводненности, поведения пластового давления, текущих значений коэффициента извлечения нефти и др.) для различных залежей и эксплуатационных объектов, обусловленных разнообразием геологического строения, емкостных и фильтрационных свойств нефтенасыщенных коллекторов, физико-химических свойств насыщающих флюидов, что обуславливает необходимость дифференцированности в организации систем разработки, применения методов воздействия на продуктивные пласты и мониторинга показателей разработки.

4 Установлено, что исследования динамики изменения оптических свойств нефти позволяют уточнить пространственное положение

низкопроницаемых зон с не выработанными запасами по разрезу (для многопластового объекта) и по площади (для неоднородного пласта) месторождения. Получены корреляционные зависимости коэффициента светопоглощения и его вариации от накопленной добычи нефти для разрабатываемых объектов месторождений Западного склона Южно-Татарского свода с величиной достоверности аппроксимации не ниже 0,78. Разработана и внедрена методика оценки вовлеченности в разработку низкопроницаемых зон с невыработанными запасами высоковязкой нефти, которая показала высокую прогнозную способность для определения недренируемых зон пласта и оценки их объема.

5 Определена на основе анализа исторических промысловых данных опытно-промышленных участков, разрабатываемых по технологии уплотнения сетки скважин, и экономической оценки разработки трудноизвлекаемых высоковязкой нефти месторождений ЗС ЮТС оптимальная плотность сетки для карбонатных коллекторов в диапазоне 1-4 га/скв, для терригенных 3,9-9 га/скв. Максимальный эффект получен при более плотных сетках скважин в случае более высоких удельных запасов на скважину. Разработана принципиальная схема размещения скважин уплотняющего бурения, обеспечивающая повышение нефтеотдачи при минимизации финансовых затрат. На месторождениях Западного склона Южно-Татарского свода регулирование плотности сеток скважин обеспечивается вводом в разработку возвратных объектов (пластов) при использовании установок ОРД. Технологический эффект составил более 14260 тонн дополнительной добычи.

6 Установлено, что для продуктивных пластов на месторождениях ЗС ЮТС наиболее эффективными МУН являются технологии потокоотклонения, кислотных стимуляций, волнового и теплового воздействия. За десятилетний период на месторождениях ЗС ЮТС воздействию подвергалось более 1980 добывающих и нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти превышает 2900 тыс.тонн. Средний прирост дебита нефти на одну скважину равен 2,26 т/сут.

7 Создана установка дилатационно-волнового воздействия для скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами. Для достижения эффекта максимального охвата пластов месторождений Западного склона Южно-Татарского свода, насыщенных высоковязкой нефтью, частота возмущающих импульсов не должна превышать 0,14 – 0,17 Гц. Разработанная установка и технология дилатационно-волнового воздействия за последнее десятилетие применялась на 93 возмущающих скважинах, обеспечивая площадное воздействие на нефтяной пласт. Успешность применения составила 78%. Технологический эффект обеспечил дополнительную добычу более 190 тыс тонн высоковязкой нефти. Экономический эффект превысил 358 млн.руб. Установлено для месторождений Западного склона Южно-Татарского свода, что наибольший охват пластов воздействием обеспечивается комплексными технологиями (химическими и волновыми, волновыми и тепловыми), позволяющими учитывать особенности геолого-физических характеристик пластов и залежей с высоковязкой нефтью, эксплуатационные характеристики конкретных скважин и параметры технологических процессов.

8 Исследование и обоснование режимов разработки залежей ЗС ЮТС с высоковязкой нефтью позволили выявить следующее:

8.1 По результатам исследования зависимости пластового давления от зонального распределения кинематической вязкости нефти на месторождениях ЗС ЮТС прекращена закачка в 44 законтурные нагнетательные скважины (экономический эффект более 49 млн. руб./год).

8.2 Установлено по результатам исследований зависимости фильтрационных параметров от пластового давления, что для терригенных коллекторов ЗС ЮТС с увеличением перепада давления происходит ухудшение коэффициента проницаемости пласта в среднем на 10 %/МПа, а для карбонатных коллекторов в среднем на 15 %/МПа.

9 Разработаны схемы размещения наклонно-направленных, горизонтальных и многозбойных скважин, позволяющие обеспечить технологическую и экономическую эффективность разработки терригенных и

карбонатных продуктивных пластов с высоковязкой нефтью месторождений ЗС ЮТС.

10 Разработана методика оценки фильтрационных параметров терригенных и трещиновато-пористых сред по результатам ГДИС вертикальных скважин, заключающаяся в итерационном приближении гидропроводности (проницаемости, подвижности) при минимизации среднеквадратичного отклонения между расчетными и измеренными значениями забойного давления. Разработаны технологические элементы и научно-методические подходы комплексных промысловых исследований и обработки результатов термогидродинамических исследований ГС и МЗГС. Разработана и внедрена технология доставки и размещения измерительных приборов в горизонтальной части ствола, отвечающая требованиям проведения термо- и гидродинамических исследований в механизированных добывающих МЗГС и ГС. Разработана и внедрена методика обработки кривых восстановления (падения) давления в ГС и МЗГС, снятых одновременно несколькими манометрами, установленными на разных участках горизонтальной части ствола, позволяющая определять изменчивость фильтрационных параметров пласта по всей длине горизонтальной части скважины.

11 Исследовано естественное тепловое поле месторождений ЗС ЮТС. Определены глубина и температура нейтрального слоя. Они составляют $H_{н.с} \approx 18$ м и $T_{н.с} \approx 6,62^\circ\text{C}$ соответственно. Установлены геотермические характеристики основных продуктивных отложений месторождений ЗС ЮТС. Определен коэффициент Джоуля-Томсона для нефти тульских отложений Архангельского и Ямашинского месторождений ЗС ЮТС, равный $0,34 - 0,36$ $^\circ\text{C}/\text{МПа}$. Для флюида, поступающего в ствол скважины при забойном давлении ниже давления насыщения, отношение $\Delta T/\Delta p$ изменяется в пределах $0,17-0,29$ $^\circ\text{C}/\text{МПа}$, что связано с притоком газированной жидкости. Определены коэффициенты температуропроводности горных пород для месторождений высоковязкой нефти ЗС ЮТС, позволяющие оптимизировать температуру теплового носителя при термических методах воздействия.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

а) работы, опубликованные в изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Ащепков М.Ю. Технология повышения нефтеотдачи дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты // Ащепков М.Ю., Назмиев И.М., Ханнанов М.Т. // НТЖ Нефтепромысловое дело. – 2001 - №1. – С. 22-27.
2. Дияшев Р.Н. Газоносность пермских отложений на землях Татарстана: проявления, изученность, потенциал // Дияшев Р.Н., Ханнанов М.Т. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2002 - №2. – С. 22-26.
3. Касимов Р.Г. Ионно-плазменное воздействие на нефтяные пласты // Касимов Р.Г., Ягудин М.С., Исаев М.К., Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т., Фахреев А.Р. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2002 - №4. – С. 118-119.
4. Хайретдинов Р.Ш. Выявление и контроль сохранности газовых залежей в верхней части разреза по комплексу ГИС // Хайретдинов Р.Ш., Хайретдинов Р.Р., Ханнанов М.Т., Давлетшин Р.В. // НТЖ Каротажник. – 2007 - №7. – С. 3-12.
5. Бурханов Р.Н. Оптический метод подсчета запасов остаточных извлекаемых запасов нефти // Бурханов Р.Н., Хазипов Р.Р., Ханнанов М.Т. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010 - №2. – С. 38-42.
6. Бурханов Р.Н. Применение оптического метода для оценки эффективности закачки сшитых полимерных систем на примере тульских отложений Архангельского месторождения // Бурханов Р.Н., Хазипов Р.Р., Ханнанов М.Т. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010 - №3. – С. 52-55.
7. Бурханов Р.Н. Создание оптической интеллектуальной системы для управления запасами углеводородного сырья // Бурханов Р.Н., Хазипов Р.Ф., Хазипов Р.Р., Ханнанов М.Т. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010 - №3. – С. 33-34.
8. Фаррахов И.М. Корреляция оптических свойств нефти и показателей разработки верейского карбонатного комплекса Архангельского месторождения Республики Татарстан // Фаррахов И.М., Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010 - №8. – С. 55-58.
9. Хисамов Р.С. Термогидродинамические исследования вертикальных нефтяных скважин // Хисамов Р.С., Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2010 - №9. – С. 66-69.
10. Хисамов Р.С. Интерпретация результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин // Хисамов Р.С., Султанов А.С., Фархуллин Р.Г., Назимов Н.А., Ханнанов М.Т., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2011 - №10. – С. 103-105.

11. Бурханов Р.Н. Особенности оптических свойств нефти горизонтальных скважин // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Фаррахов И.М. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013 - №4. – С. 50-54.

12. Бурханов Р.Н. Факторы, влияющие на коэффициент светопоглощения нефти, добываемой на многопластовом зрелом месторождении // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016 - №6. – С. 35-39.

13. Бурханов Р.Н. Исследование и корреляция параметров, характеризующих подвижность высоковязкой нефти // Бурханов Р.Н., Двояшкин Н.К., Ханнанов М.Т. // НТЖ Нефтепромысловое дело. – 2016 - №9. – С. 19-23.

14. Ханнанов М.Т. Дифференциация пластов-коллекторов с высоковязкой нефтью мелких месторождений Западного склона Южно-Татарского свода на основе петрофизических, геофизических и гидродинамических исследований [Электронный ресурс] // Электронный журнал «Нефтяная провинция». – 2019 - № 2. – С. 55 – 71. – Режим доступа: <https://www.vkro-raen.com/kopiya-2019-1-17-str-2>; (дата обращения: 25.07.2019).

б) в авторских свидетельствах и патентах:

15. Пат. РФ № 2304701, С1, Е21В43/00. Способ эксплуатации скважины / Р.С. Хисамов, Р.Н. Бурханов, М.Т. Ханнанов // № 2006138575/03; Заявлено 01.11.2006; Оpubл. 20.08.2007, Бюл. № 23.

16. Пат. РФ № 2304705, С1, Е21В43/20. Способ разработки неоднородной нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, Р.Н. Бурханов, М.Т. Ханнанов // № 2006138574/03; Заявлено 01.11.2006; Оpubл. 20.08.2007, Бюл. № 23.

17. Пат. РФ № 2387813, С1, Е21В43/16. Способ эксплуатации скважины, снабженной штанговым насосом / Р.С. Хисамов, Ю.С. Ащепков, М.Т. Ханнанов, М.Ю. Ащепков, А.А. Сухов // № 2000123270/03; Заявлено 19.06.2009; Оpubл. 24.04.2010, Бюл. № 12.

18. Пат. РФ № 2394985, С1, Е21В47/00. Способ исследования многозбойной горизонтальной скважины / Р.С. Хисамов, Р.Х. Муслимов, Р.И. Шафигуллин, И.З. Чупикова, Р.Р. Афлятунов, Д.С. Камалиев, В.Ю. Секретарев, М.Х. Хайруллин, Р.Г. Фархуллин, М.Т. Ханнанов, Г.Л. Мусаев // № 2009133252/03; Заявлено 07.09.2009; Оpubл. 20.07.2010, Бюл. № 20.

19. Пат. РФ № 2431038, С1, Е21В43/16. Способ разработки залежи нефти в слоистых коллекторах / Р.С. Хисамов, Р.Г. Рамазанов, Л.М. Миронова, З.С. Идиятуллина, В.Б. Оснос, М.А. Сайфутдинов, И.Ф. Галимов, М.Т. Ханнанов // № 2010129897/03; Заявлено 16.07.2010; Оpubл. 10.10.2011, Бюл. № 28.

20. Пат. РФ № 2439299, С1, Е21В43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев, Л.М. Миронова, Р.Г. Рамазанов, Р.Т. Шакирова, М.А. Сайфутдинов, Р.Г. Ханнанов, М.Т. Ханнанов // № 2011100006/03; Заявлено 11.01.2011; Оpubл. 10.01.2011, Бюл. № 1.

21. Пат. РФ № 2455478, С1, E21B43/26, E21B43/27. Способ гидравлического разрыва карбонатного пласта / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, И.Ф. Галимов, М.Т. Ханнанов // № 2011104060/03; Заявлено 04.02.2011; Оpubл. 10.07.2012, Бюл. № 19.
22. Пат. РФ № 2513390, С1, E21B43/20, E21B43/30. Способ разработки нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2013128442/03; Заявлено 24.06.2013; Оpubл. 20.04.2014, Бюл. № 11.
23. Пат. РФ № 2513469, С1, E21B43/20, E21B33/12. Способ разработки нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2013116429/03; Заявлено 11.04.2013; Оpubл. 20.04.2014, Бюл. № 11.
24. Пат. РФ № 2519949, С1, E21B43/20, E21B43/30. Способ разработки участка нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2013136420/03; Заявлено 05.08.2013; Оpubл. 20.06.2014, Бюл. № 17.
25. Пат. РФ № 2524580, С1, E21B43/20. Способ разработки нефтяной залежи тепловым и водогазовым воздействием в системе вертикальных, горизонтальных и многозабойных скважин / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, А.С. Султанов, М.Т. Ханнанов // № 2013148602/03; Заявлено 31.10.2013; Оpubл. 20.07.2014, Бюл. № 21.
26. Пат. РФ № 2524703, С1, E21B43/20. Способ разработки мелких нефтяных залежей / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2013136419/03; Заявлено 05.08.2013; Оpubл. 10.08.2014, Бюл. № 22.
27. Пат. РФ № 2527432, С1, E21B43/20. Способ разработки нефтяной залежи закачкой воды и газа / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов, И.М. Бакиров // № 2013150952/03; Заявлено 18.11.2013; Оpubл. 27.08.2014, Бюл. № 24.
28. Пат. РФ № 2534306, С1, E21B43/24. Способ разработки нефтяной залежи тепловым и водогазовым воздействием / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, А.С. Султанов, М.Т. Ханнанов // № 2013144466/03; Заявлено 04.10.2013; Оpubл. 27.11.2014, Бюл. № 33.
29. Пат. РФ № 2569514, С1, E21B43/20. Способ разработки нефтяного пласта скважинами с горизонтальным окончанием / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2014134554/03; Заявлено 25.08.2014; Оpubл. 27.11.2015, Бюл. № 33.
30. Пат. РФ № 2569520, С1, E21B43/14, E21B43/30, E21B43/20. Способ разработки нефтяных залежей / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2014134431/03; Заявлено 25.08.2014; Оpubл. 27.11.2015, Бюл. № 33.
31. Пат. РФ № 2569521, С1, E21B43/20, E21B43/14, E21B43/30. Способ разработки нефтяной залежи многозабойными горизонтальными скважинами / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2014134436/03; Заявлено 25.08.2014; Оpubл. 27.11.2015, Бюл. № 33.

32. Пат. РФ № 2578090, С1, Е21В43/14, Е21В43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, В.Н. Петров, Л.М. Миронова, И.М. Салихов, М.А. Сайфутдинов, И.Г. Газизов, М.Т. Ханнанов // № 2015104949/03; Заявлено 13.02.2015; Оpubл. 20.03.2016, Бюл. № 8.

33. Пат. РФ № 2580671, С1, Е21В43/14, Е21В43/30. Способ разработки многопластовых залежей нефти / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2014148487/03; Заявлено 02.12.2014; Оpubл. 10.04.2016, Бюл. № 10.

34. Пат. РФ № 2583471, С1, Е21В43/20, Е21В43/14, Е21В43/32. Способ разработки многопластового нефтяного коллектора / Р.С. Хисамов, М.Т. Ханнанов, В.В. Ахметгареев, З.С. Идиятуллина, Е.К. Плаксин, А.Ф. Яртиев // № 2015116732/03; Заявлено 01.05.2015; Оpubл. 10.05.2016, Бюл. № 13.

35. Пат. РФ № 2584703, С1, Е21В36/04, Е21В43/24, Е21В47/00. Способ разработки многопластового объекта с высоковязкой нефтью / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2015110607/03; Заявлено 26.03.2015; Оpubл. 20.05.2016, Бюл. № 14.

36. Пат. РФ № 2599646, С1, Е21В43/20, Е21В43/14. Способ разработки слоистой карбонатной залежи нефти / Р.С. Хисамов, М.Т. Ханнанов, В.В. Ахметгареев, З.С. Идиятуллина, Е.К. Плаксин, А.Ф. Яртиев // № 2015116366/03; Заявлено 30.04.2015; Оpubл. 10.10.2016, Бюл. №28.

37. Пат. РФ № 2599675, С1, Е21В43/241. Способ разработки пласта с высоковязкой нефтью / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2015136667/03; Заявлено 28.08.2015; Оpubл. 10.10.2016, Бюл. № 28.

38. Пат. РФ № 2599995, С1, Е21В43/00, Е21В43/16, Е21В43/30, Е21В7/04. Способ разработки залежи высоковязкой нефти системой скважин с боковыми горизонтальными стволами / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, М.Т. Ханнанов // № 2015146430/03; Заявлено 29.10.2015; Оpubл. 20.10.2016, Бюл. № 29.

39. Пат. РФ № 2673093, С2, Е21В47/06, Е21В47/10, Е21В43/25. Способ экспресс-определения характеристик призабойной зоны пласта, применяемый при освоении скважины / А.В. Лысенков, Е.А. Андаева, М.Т. Ханнанов // № 2017114299; Заявлено 24.04.2017; Оpubл. 24.10.2018, Бюл. № 30.

40. Пат. РФ № 2681132, С1, С09К8/528, С09К8/68. Состав для химической обработки прискважинной зоны пласта / М.Х. Мусабилов, А.Ю. Дмитриева, И.М. Насибулин, М.Т. Ханнанов, С.А. Микулов, Э.М. Абусалимов // № 2018102498; Заявлено 22.01.2018; Оpubл. 04.03.2019, Бюл. №7.

в) в монографии:

41. Смыков В.В., Халимов Р.Х., Саетгараев Р.Х., Разетдинов Р.М., Ханнанов М.Т., Курамшин Ю.Р. Особенности организации добычи высоковязких нефтей при разработке

месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (монография)- Ижевск: Изд-во ООО ИД «Альфа», 2013. – 486 с.

г) в других изданиях:

42. Ханнанов М.Т. Распространение газоносных пластов в верхнепермских отложениях на юго-востоке Республики Татарстан. / Георесурсы – Казань: Изд-во ГУП ПИК «Идель-Пресс» - 2000 - №1. – С. 47-52.

43. Ханнанов М.Т. Влияние газоносных пластов в верхнепермских отложениях на замеры термометрии. / Георесурсы – Казань: Изд-во ГУП ПИК «Идель-Пресс» - 2000 - №2. – С. 15-17.

44. Фархуллин Р.Г. Некоторые особенности гидромеханики нефтяных коллекторов с двойной пористостью при дренировании. // Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т. / Георесурсы– Казань: Изд-во ГУП ПИК «Идель-Пресс» - 2006 - №2. – С. 37-39.

45. Андаева Е.А. Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин. // Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. / Георесурсы – Казань: Изд-во ГУП ПИК «Идель-Пресс» - 2016 - №3. – С. 191-195.

46. Ханнанов М.Т. Строение верхнепермских отложений на территории Республики Татарстан как природного резервуара для аккумуляции легких углеводородных фракций / Нефть Татарстана – Бугульма - 2001 - № 1. – С. 15-20.

47. Ханнанов М.Т. Гидродинамические исследования межскважинных интервалов методом гидропрослушивания // Хисамов Р.С., Абдулкина Н.В., Алаева Н.Н. // Учебное пособие АГНИ. – 2007. – 96 с.

48. Бурханов Р.Н. Геология природных битумов и высоковязкой нефти // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. // Учебное пособие АГНИ. – 2010. - 86с.

49. Ханнанов М.Т. Контроль разработки нефтегазовых месторождений // Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т., Шамсиев М.Н., Горшкова К.Л. // Учебное пособие АГНИ. – 2013. – 146 с.

50. Аюпов Л.Г. Задачник по физике нефтяного и газового пласта // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Аюпов Л.Г. // Учебное пособие АГНИ. – 2008.

51. Аюпов Л.Г. Инженерная геодезия // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Аюпов Л.Г. // Учебное пособие АГНИ. – 2008.

52. Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. Перспективы применения оптических исследований для подсчета остаточных извлекаемых запасов нефти. // Ученые записки АГНИ. Т. 9. – Альметьевск: АГНИ. – 2011. - №1. – С. 19-28.

53. Бурханов Р.Н. Рефрактометрические исследования тяжелой и высоковязкой нефти. // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Фаррахов И.М. // Материалы научной сессии ученых АГНИ. Т.1.– Альметьевск: АГНИ. – 2012. - С. 16-20.

54. Бурханов Р.Н. Перспективы применения оптико-реологических исследований для раздельного учета продукции скважин при одновременно-раздельной эксплуатации пластов. // Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Ибрагимов И.И.// Ученые записки АГНИ. Т.13 - Альметьевск: АГНИ. 2015. - №3. – С. 276-282.

55. Бурханов Р.Н. Влияние емкостно-фильтрационных свойств коллекторов на коэффициент светопоглощения добываемой нефти.//Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т., Ибрагимов И.И.// Ученые записки АГНИ. Т 14. - Альметьевск: АГНИ. - 2015. – С. 261-269.

56. Фархуллин Р.Г. Скорость звука в газе межтрубного пространства механизированных скважин, эксплуатирующих каменноугольные отложения. // Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т. // Ученые записки (т.4). АГНИ. – Альметьевск: АГНИ. – 2006. – С. 115-122.

57. Ханнанов М.Т., Звездин Е.Ю. Сравнительный анализ циклической закачки на примере башкирского яруса Архангельского месторождения. / Материалы всероссийской науч.-практич.конф. «Большая нефть 21 века». – Альметьевск: АГНИ. – 2006. – С. 70-74.

58. Фархуллин Р.Г., Ханнанов М.Т., Вахитов М.Ф., Вахитов Т.М. Выработка карбонатных коллекторов с использованием длинномерных электронагревателей СЭНАМ. / Материалы международной науч.-практич.конф.. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов. – Казань: ФЭН. – 2007. – С. 589.

59. Ханнанов М.Т. Анализ комплексного применения технологий ОРЭ и ОРЗ, перспективы внедрения других технологий для одновременной закачки и отбора. // Ханнанов М.Т., Никашев О.А., Газизов Р.Р. // Материалы науч.-практич.конф. – Набережные челны: ООО «Офис-Трейд». – 2010. – С.106-110.