

На правах рукописи



Якупов Рустем Фазылович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
ПРИКРОВЕЛЬНОЙ НЕФТИ ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ
ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2021

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» и на кафедре «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель **Мухаметшин Вячеслав Вячеславович**
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Гиладев Гани Гайсинович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет» / кафедра
нефтегазового дела имени профессора
Г.Т.Вартумяна, профессор

Хусаинов Васил Мухаметович
доктор технических наук
Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти ПАО "Татнефть"
имени В.Д.Шашина / отдел исследования
скважин, коллекторов и углеводородов,
ведущий научный сотрудник

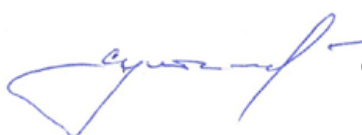
Ведущая организация Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени

Защита диссертации состоится « 10 » июня 2021 года, в 14-00 ч., на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, 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 « ____ » _____ 2021 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Нефтяные месторождения Южно-Татарского свода, к которым относится Туймазинское месторождение, в настоящее время находятся в поздней стадии разработки.

Разработка Туймазинского месторождения осложнена наличием контактных зон в водоплавающих частях залежей. Площади водонефтяных зон занимают от 30 до 75 % от общей площади залежей. В этих зонах сосредоточены значительные объемы нефти, и ее добыча сопровождается отбором больших объемов воды. Наибольший объем трудноизвлекаемых запасов нефти в контактных зонах сосредоточен в прикровельной, слабо дренируемой части пласта.

Несмотря на высокие значения нефтеотдачи по месторождению в целом, запасы нефти в прикровельной зоне пласта достаточно велики. Основным фактором, влияющим на невозможность увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) объектов месторождения, явилось отсутствие способов извлечения прикровельной остаточной нефти в условиях терригенных коллекторов с подстилающей водой. Известно, что добыча нефти из скважин, пробуренных в водонефтяных зонах, связана с быстрым обводнением продукции в первый год эксплуатации.

Достижение проектных показателей нефтеизвлечения в этих случаях уже связано с критическими значениями накопленного водонефтяного фактора и экономической нерентабельностью добычи нефти.

Именно поэтому обобщение промысловых данных, технологических показателей объектов разработки, имеющих высокий коэффициент нефтеотдачи (более 0,5), обоснование технологических решений повышения степени выработки подвижных запасов представляют несомненный научный, а также практический интерес и является актуальным для Туймазинского месторождения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п.2: Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа и 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.

Степень разработанности темы

Вопросами разработки залежей нефти с подстилающей водой и выработки запасов в контактных зонах, а также предотвращения конусообразования занимались Абызбаев И.И., Андреев В.Е., Бакиров И.М., Батуринов Ю.Е., Владимиров И.В., Гильманова Р.Х., Грачев С.И., Дмитриевский А.Н., Жданов С.А., Зейгман Ю.В., Золотов Т.М., Иванова М.М., Краснова Т.Л., Крылов В.А., Колганов В.И., Котенев Ю.А., Ленченкова Л.Е., Лозин Е.В., Лысенко В.Д., Максимов В.М., Маскет М., Михайловский Н.К., Муслимов Р.Х., Мухаметшин В.Ш., Мухаметшин Р.З., Насыбуллин А.В., Пономарев А.И., Рогачев М.К., Сагитов Д.К., Султанов Ш.Х., Сургучев М.Л., Тазиев М.М., Телков А.П., Токарев М.А., Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Чарный И.А., Щелкачев В.Н., Ямалетдинова К.Ш., Alvarado V., Economides M.J., Joshi S.D. и др.

Исследования в области разработки водонефтяных зон в основном ставили целью оценку величины депрессии на пласт и дебита скважины, при достижении которых водяной конус достигнет интервала перфорации

скважины, тогда как эффективные методы извлечения остаточной прикровельной нефти практически отсутствовали.

Цель и задачи работы

Целью работы является научное обоснование и разработка технологии отбора запасов нефти из прикровельной нефтенасыщенной части пласта предварительным созданием конуса нефти в водонасыщенной части с применением геолого-гидродинамической модели.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи:

1. Провести анализ технологических показателей разработки залежей нефти терригенных отложений в поздней стадии разработки, эффективности мероприятий по довыработке остаточных запасов нефти в водонефтяных зонах пласта D2ps и установить основные причины их низкой выработки.

2. Выявить закономерности изменения коэффициента извлечения нефти и динамики показателей разработки в блоках разработки пласта D2ml от соотношения площади контактных зон и общей площади блоков, геолого-физических характеристик пласта.

3. Разработать технологию повышения степени выработки запасов нефти в прикровельной части пласта, внедрить в условиях водоплавающих залежей терригенного девона и оценить технологическую эффективность.

4. Разработать методики подбора скважин и оценки эффективности для технологии создания конуса нефти с применением геолого-гидродинамической модели для различных фильтрационно-емкостных свойств пласта и насыщающих флюидов.

Научная новизна

1. Установлена закономерность изменения коэффициента извлечения нефти и водонефтяного фактора от соотношения площади контактной зоны и общей площади блока разработки пласта D2ml Туймазинского месторождения, включающая выделение типа блоков с интервалами изменения соотношения 20–35, 35–80 и более 80 %, и обусловленная осложнением в виде конуса воды

при выработке запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей.

2. Разработан и промышленно внедрен способ выработки запасов нефти в водонефтяной зоне, основанный на поэтапном вскрытии пласта в водонасыщенной части и образовании в ней нефтяного конуса с последующим вскрытием нефтенасыщенной части пласта и отбором прикровельной нефти.

3. Установлены аналитические зависимости времени образования конуса нефти для различных значений коэффициента анизотропии и разных отношений вязкости воды и нефти, верифицированные на гидродинамической модели.

4. Предложен алгоритм расчета периода образования нефтяного конуса на основе параметров выборки скважин, позволяющий оперативно рассчитать время образования конуса нефти для заданных условий.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании предложенной технологии и методики для решения задач повышения эффективности выработки запасов прикровельной нефти с использованием гидродинамической модели.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработана и внедрена технология выработки запасов нефти в прикровельной части пласта. Результаты диссертационной работы использовались при совершенствовании разработки водоплавающих залежей пластов D2ml и D2ps терригенной толщи девона Туймазинского месторождения.

2. Внедрение технологии позволило увеличить период эксплуатации скважины с малой обводненностью до 0,5–3,0 лет и дополнительно добыть в период с 1983 по 2001 годы 44 тыс. т нефти.

3. Показано, что технология выработки запасов имеет перспективу применения на месторождениях с невыработанными запасами прикровельной нефти, приуроченных к Южно-Татарскому своду, метод может быть применен

более чем на 100 скважинах, что позволит дополнительно добыть более 400 тыс. т.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались с помощью теоретических и лабораторных работ, численного моделирования и расчетов на ПЭВМ, а также проведением опытно-промысловых исследований на скважинах Туймазинского месторождения.

Положения, выносимые на защиту:

1. Гидродинамическая модель образования конуса воды в вертикальной и горизонтальной скважинах, подтверждающая результаты анализа параметров эксплуатации новых скважин и наличие запасов прикровельной нефти в монолитных объектах, отбор которых осложнен конусообразованием.

2. Результаты комплексного изучения изменения коэффициента извлечения нефти и накопленного водонефтяного фактора от соотношения площади водонефтяных зон и общей площади блоков разработки пласта D2ml.

3. Способ разработки водоплавающей части нефтяной залежи первоначальным образованием конуса нефти в водонасыщенной зоне, последующим отбором нефти из прикровельной части пласта и результаты его внедрения.

4. Методика оценки эффективности технологии, верифицированная на гидродинамической модели, для расчета периодов образования конуса нефти и последующего конуса воды.

Степень достоверности и апробации результатов

Достоверность выводов и рекомендаций основана на использовании положений, сформулированных в исследованиях российских и зарубежных ученых, сопоставлении результатов, полученных при внедрении технологии в промышленном масштабе с использованием стандартных методов исследований скважин.

Основные результаты работы докладывались на V Межвузовской научно-методической конференции «Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского

региона» (г. Уфа, 2000 г.); Научно-практической конференции «60 лет девонской нефти» (г. Октябрьский, 2004 г.); Международных научно-технических конференциях «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016, 2017» (г. Уфа, 2016, 2017 гг.); Научно-технических советах НГДУ «Туймазанефть» АНК «Башнефть» в г. Октябрьском (1994–2017 гг.); Втором международном симпозиуме «Науки о Земле»: история, современные проблемы и перспективы» (г. Москва, 2020 г.)

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 20 научных трудах, в том числе: в одной монографии; в 12 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ; получен 1 патент РФ; в 7 статьях изданий, индексируемых в международной базе Scopus; в 3 статьях изданий – Web of Science.

В работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач исследований, разработка технологии, анализ и обобщение результатов экспериментальных и промысловых исследований, выводы и рекомендации.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 111 наименований. Работа изложена на 132 страницах машинописного текста, содержит 74 рисунка и 15 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** работы обоснована актуальность темы диссертации, определены цель и задачи исследований, показаны научная новизна, теоретическая и практическая значимость, апробация работы.

В **первой** главе выполнен анализ геолого-физических и технологических особенностей выработки водоплавающих залежей терригенной толщи девона Туймазинского и Шкаповского нефтяных месторождений.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения девона: пласты пашийского, муллинского, ардаатовского, воробьевского горизонтов. В нижнем карбоне – песчаники пласта бобриковско-радаевского горизонта. В работе основное внимание уделено современному состоянию и проблемам разработки песчаных коллекторов девона. Причиной повышенного внимания к этим объектам разработки является тот факт, что в них сосредоточено более 86 % начальных запасов нефти указанных месторождений.

Анализ результатов бурения скважин на девон Туймазинского и Шкаповского месторождений на заключительной стадии эксплуатации месторождений показывает наличие остаточных запасов прикровельной нефти, подстилаемой водой. Кровельная часть разреза продуктивного пласта имеет ухудшенные коллекторские свойства и характеризуется низкой (до 0,1 мкм²) проницаемостью. Отмечается увеличение глинистости в песчаниках, слагающих кровельную часть пласта, вверх по разрезу.

Обобщение результатов эксплуатации скважин, введенных в эксплуатацию по пласту D2ps на поздней стадии разработки Туймазинского месторождения, показало, что, начиная с 1989 года, на месторождении началось массовое отключение нерентабельных высокообводненных скважин, а также малодебитных скважин, эксплуатирующих низкопродуктивные пласты. В результате, площадь дренирования на одну добывающую скважину увеличилась от 20 до 100 га и более. На пашийский горизонт в 1986–2017 гг. введено 186 скважин, в том числе из бурения 86 скважин, восстановлено зарезкой боковых стволов 56 скважин и 44 скважины возвратом с других горизонтов. В целом по пласту D2ps с 1987 по 1998 г. было выведено из эксплуатации 600 скважин из 800 работавших на начало 1986 года. Поддержание фонда за счет ввода из бурения после 1986 года не позволило снизить темп падения добычи.

Проанализированы показатели эксплуатации 80 скважин, пробуренных и введенных в эксплуатацию на пашийский горизонт за период 20 лет с момента

ввода, приведенные к единой дате. Показано, что начальный дебит нефти не превышает 5-6 т/сут, начальная обводненность – более 80 %. Очевидно, что бурением вскрывается монолитный объект с прикровельной нефтью, подстилаемой водой, и прорыв конуса воды происходит в первый месяц эксплуатации.

Анализ разработки терригенной толщи девона Туймазинского нефтяного месторождения показал низкую выработанность пластов D2ps и D2ml на водоплавающих участках залежей, главным образом вследствие раннего образования конусов воды и значительных площадей контактных зон.

Отмечено, что мероприятия, направленные на повышение выработки запасов нефти пласта D2ps – бурение и ввод скважин после 1986 года, не обеспечили существенного прироста добычи нефти. Низкий начальный дебит скважин, введенных из бурения был обусловлен высокой обводненностью.

Проанализирован опыт разработки объектов Шкаповского нефтяного месторождения, схожих с девонскими объектами Туймазинского месторождения. Современными методами построены секторные геолого-гидродинамические модели, позволяющие детализировать распределение запасов нефти по площади участков девонских залежей с низкими значениями выработки. В условиях Шкаповского месторождения внедрен метод довыработки остаточных запасов горизонтальными скважинами (ГС) с применением современного оборудования и технологий проводки в коридоре прикровельной части пласта небольшой мощности до 4 м.

Построение секторных геолого-гидродинамических моделей позволило детализировать распределение запасов нефти по площади участков с низкими значениями выработки и оценить локализацию по разрезу с учетом накопленного объема геолого-промысловой информации.

Всего за период 2012–2018 гг. на водонефтяные зоны пласта D3ps пробурены три скважины с горизонтальным окончанием. Все скважины характеризуются значительными начальными дебитами нефти – от 28 до

82,6 т/сут. Текущие дебиты нефти по скважинам составляют, в среднем, 8,2 т/сут при обводненности 98,3 %.

Рассчитаны подвижные запасы нефти, отбираемые при распространении конуса воды – воронки депрессии под горизонтальным стволом с использованием объемного метода. Предположение, что при поднятии конуса воды обводненность скважинной продукции из горизонтального ствола должна достигнуть значений более 95 % подтверждается промысловыми данными по скв. № 1611Г. Показатель накопленной добычи нефти при достижении обводненности 95 % составил 2,2 тыс. т. Запасы нефти, локализованные в объеме, ограниченном плоскостью начального водонефтяного контакта (ВНК), и поверхностью, образуемой поднятием ВНК при подтягивании воды к горизонтальному стволу, сопоставимы с накопленной добычей нефти при достижении обводненности 95 %. Таким образом, можно сделать вывод о том, что бурение ГС в геологических условиях девонских отложений Шкаповского месторождения позволяет замедлить процесс конусообразования, что положительно отражается на величине накопленных отборов скважин.

Во **второй** главе рассмотрены особенности и закономерности системы разработки водоплавающих залежей терригенного девона Туймазинского месторождения и влияние различных технологических показателей на коэффициент извлечения нефти.

Выработка контактных зон сопровождается добычей большого объема попутной воды, зачастую сопряжена с критическими значениями накопленного водонефтяного фактора до 15 т/т. Водонефтяные зоны залежей разбуривались с сеткой более редкой по сравнению с чисто нефтяной зоной (ЧНЗ). Для анализа выработки контактных зон пласта D2ml и достигнутых КИН залежь была разделена на блоки 3-х типов по признаку соотношения площади водонефтяной зоны (ВНЗ) с общей площадью участка (блока разработки):

Тип I – контактные зоны составляют более 80 % от площади блока разработки, характеризуются низкими значениями КИН (от 0,06 до 0,27 д.ед.), наблюдается короткий срок безводной эксплуатации, интенсивный темп

обводнения, длительный период эксплуатации с высокой обводненностью более 95 % и достигнуты высокие значения водонефтяного фактора (ВНФ) – от 5,53 до 14,9 т/т.

Тип II – контактные зоны занимают от 35 до 80 % от площади блока, характеризуются значениями КИН от 0,4 до 0,7 д.ед. На участках данного типа наблюдается плавный рост обводненности, отбор 30 % запасов при обводненности менее 40 %, значения ВНФ изменяются от 1,58 до 4,11 т/т.

Тип III – контактные зоны занимают от 20 до 35 % от площади блока, характеризуются значениями КИН от 0,7 до 1,0 д.ед. В этом случае характерным является отбор более 50 % запасов с обводненностью до 20 %, значения ВНФ изменяются от 0,59 до 3,12 т/т.

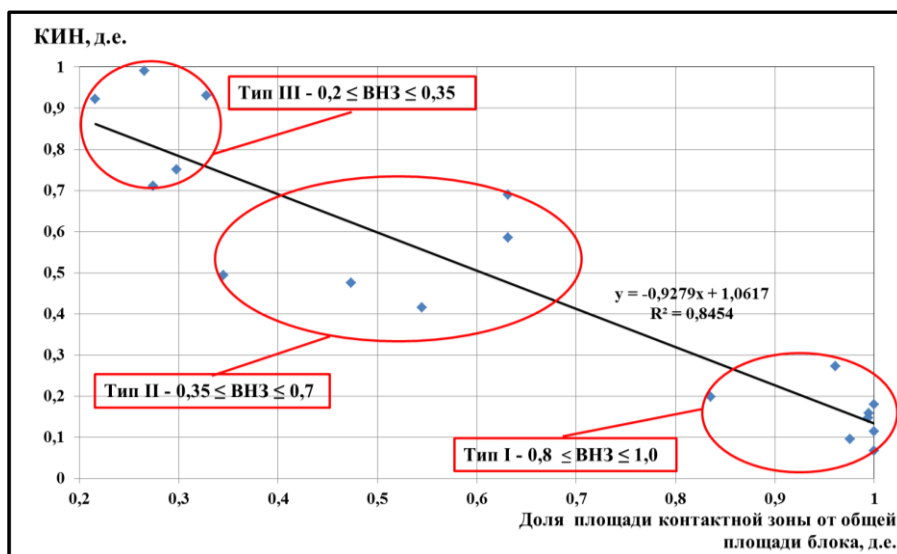


Рисунок 1 – Зависимость изменения КИН от соотношения площади контактной зоны с общей площадью участка в блоках разработки пласта D2ml Туймазинского месторождения

На Рисунке 1 графически представлена зависимость изменения КИН от соотношения площади контактной зоны с общей площадью участка в блоках разработки пласта D2ml Туймазинского месторождения. Эта зависимость характеризуется функцией: $\text{КИН} = f(S_{\text{ВНЗ}} / S_{(\text{ВНЗ} + \text{ЧНЗ})})$. Видно, что с увеличением соотношения площади ВНЗ к общей площади снижается достигаемый коэффициент нефтеизвлечения, и корреляционная связь с достоверностью $R^2 = 0,84$ описывается линейным уравнением:

$$y = -0,9279x + 1,0617; \quad (1)$$

где y – коэффициент извлечения нефти, д.ед.; x – доля площади контактных зон в общей площади блока, д.ед.

Это уравнение (1) справедливо для условий залежи монолитного объекта разработки, имеющего чисто-нефтяную зону и контактную зону с прикровельной нефтью и подстилающей водой.

Показано, что закономерность изменения накопленного ВНФ при изменении соотношения площади ВНЗ к общей площади блока разработки пласта D2ml с достоверностью $R^2 = 0,70$ описывается экспоненциальным уравнением:

$$y = 0,7712e^{2,5278x}; \quad (2)$$

где y – водонефтяной фактор, т/т; x – доля площади контактных зон в общей площади блока.

На Рисунках 2, 3 и 4 представлена динамика обводненности в зависимости от КИН по блокам разработки пласта D2ml: I типа с площадью ВНЗ более 80 %; II типа с площадью ВНЗ от 35 до 80 %; III типа с площадью ВНЗ от 20 до 35 %.

Изменения КИН (y) от обводненности (x) для различных типов участков в зависимости от преобладания площади ВНЗ характеризуются следующими функциями:

для типа I характерна логарифмическая зависимость:

$$y = 23,477\ln(x) + 148,16; \quad (3)$$

для типа II описывается уравнением:

$$y = -332,62x^3 + 396,75x^2 + 51,123x; \quad (4)$$

для типа III характерна зависимость:

$$y = -1830,7x^5 + 3877,2x^4 - 2634,2x^3 + 755,4x^2 - 65,148x. \quad (5)$$

Обобщение результатов выработки участков пласта D2ml позволило выделить три характерных типа блоков разработки, позволяющие сгруппировать их по признаку соотношения площади ВНЗ с общей площадью участка. Низкому КИН и высокому накопленному ВНФ водоплавающих

участков сопутствует высокий темп обводнения добываемой продукции с начала разработки участка, высокая начальная обводненность скважин, вскрывших монолитный пласт с прикровельной нефтенасыщенной частью пласта по причине образования конуса воды.

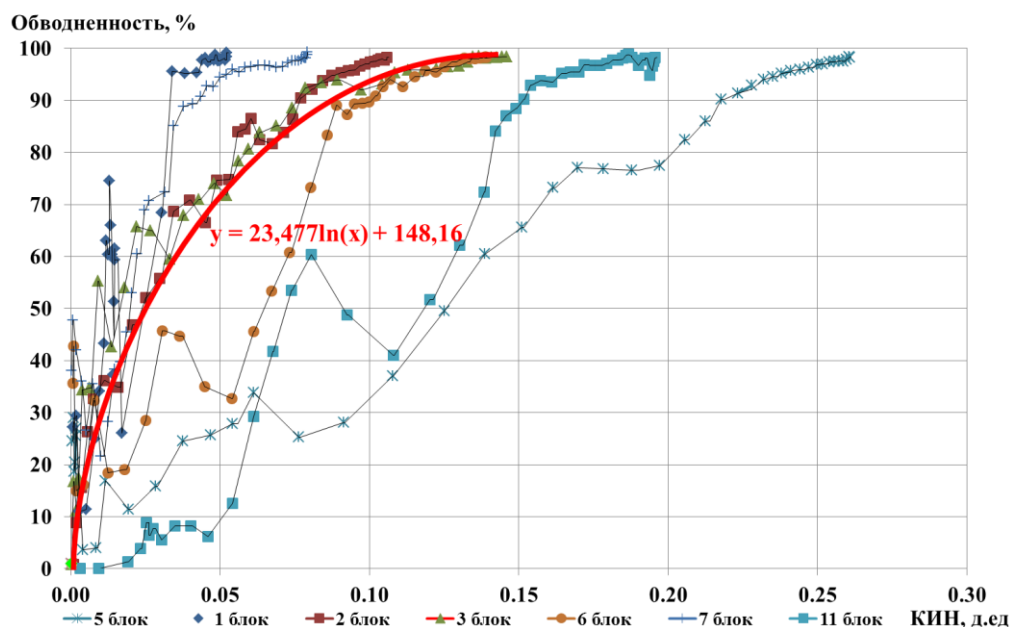


Рисунок 2 – Динамика обводненности в зависимости от КИН по участкам пласта D2mI типа с площадью ВНЗ более 80 %

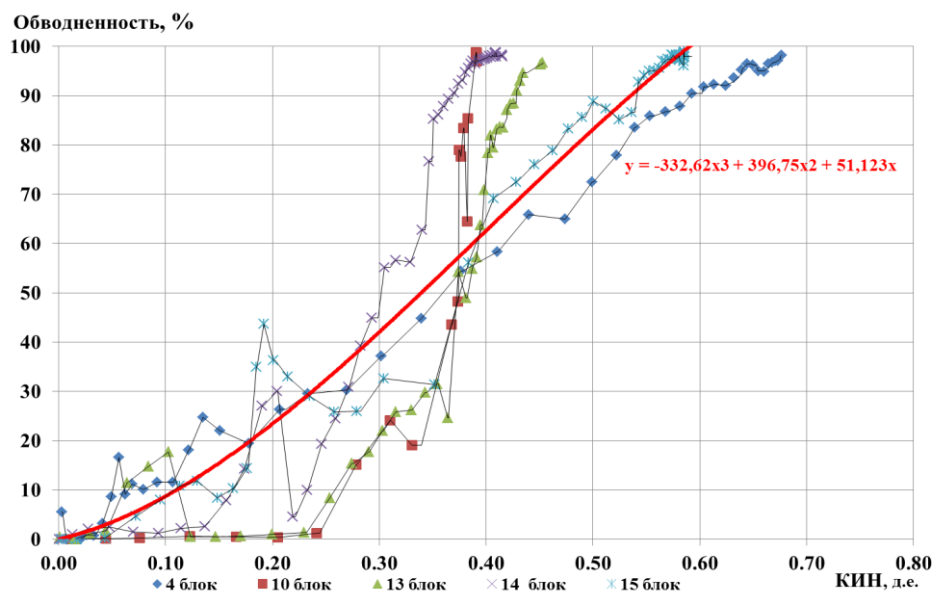


Рисунок 3– Динамика обводненности в зависимости от КИН по участкам пласта D2mII типа с площадью ВНЗ от 35 до 80 %

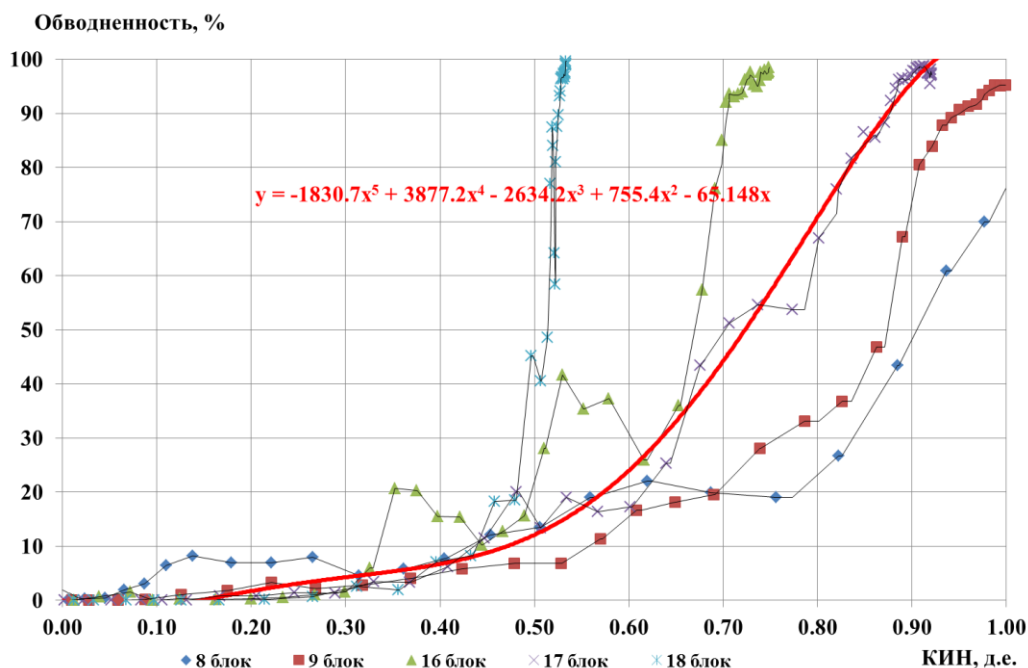


Рисунок 4 – Динамика обводненности в зависимости от КИН по участкам пласта D2ml III типа с площадью ВНЗ от 20 до 35 %

Анализ динамики обводнения изначально водоплавающих участков и залежей Туймазинского месторождения, а также залежи пласта D2ml, имеющей чисто нефтяную зону и ставшей водоплавающей в результате применения заводнения показывает, что характер изменения обводненности имеет идентичный характер.

В процессе выработки происходит переход залежи в категорию водоплавающих вследствие вытеснения нефти водой и подъема ВНК. В результате характер обводнения становится аналогичен первично водоплавающим зонам залежей.

В **третьей** главе диссертации разработана технология выработки запасов прикровельной части пласта, основанная на предварительном создании конуса нефти в водонасыщенной части пласта на водоплавающей залежи с последующим переходом на отбор нефти из нефтенасыщенной части пласта.

Первый этап состоит в создании конуса нефти в водонасыщенной зоне (Рисунок 5). Обсадная колонна перфорируется в интервале водонасыщенной части пласта, ниже подошвы нефтенасыщенной толщины на 3–4 м.

Затем производится форсированная откачка установкой ЭЦН с максимальной депрессией на пласт. В результате форсированного отбора из скважины пластовая вода увлекает с собой нефть, которой постепенно насыщается искусственно создаваемая нефтеводонасыщенная зона, т.е. конус нефти.

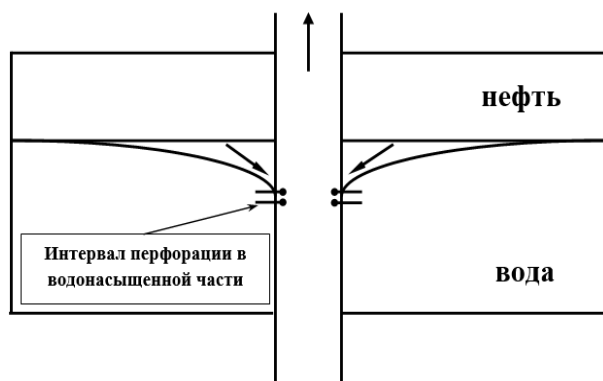


Рисунок 5 – Схема создания конуса нефти отбором жидкости из водоносной части пласта

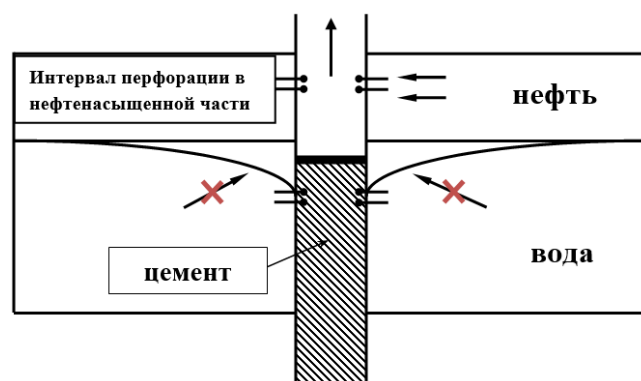


Рисунок 6 – Схема отбора прикровельной нефти из нефтенасыщенной части пласта

Доказательством намыва нефти в искусственно создаваемую нефтеводонасыщенную зону служит появление в добываемой воде незначительной доли нефти. Затем происходит постепенный рост доли нефти до 3–5 % от объема откачиваемой продукции. Далее обводненность стабилизируется на уровне 95 %. Это означает, что конус нефти создан.

Второй этап – отбор прикровельной нефти (Рисунок 6). Производится цементная заливка перфорированного интервала в обсадной колонне напротив водоносной части. Перфорируется кровельная нефтенасыщенная часть пласта. Затем скважина вводится в эксплуатацию механизированным способом с малым отбором и незначительной депрессией до 3,0 мПа, для минимизации размыва конуса нефти.

Конус нефти препятствует прорыву воды к перфорационным отверстиям в интервале кровельной части пласта и соответственно быстрому обводнению продукции. Эффект сдерживания воды достигается за счет малой проницаемости, созданной нефтеводонасыщенной зоны для воды.

В четвертой главе диссертации выполнен анализ влияния различных факторов на эффективность технологии создания конуса нефти и период его образования.

Рассмотрены фактические результаты внедрения метода конуса нефти в скважине № 2890 Туймазинского месторождения.

Обсадная колонна на первом этапе была перфорирована в водонасыщенной части пласта в интервале 1811–1812 м ниже водонефтяного контакта на 2,0 м. Затем скважина введена в эксплуатацию установкой УЭЦН 5-80-1200. Обводненность в период эксплуатации на первом этапе составила 94,2 %.

В результате отбора в течение 307 суток из водонасыщенной части создан конус нефти путем насыщения изначально водонасыщенной зоны пласта нефтью. Депрессия на пласт составила 2,5 МПа. Добыча воды за время создания конуса составила 28,3 тыс. т, нефти – 1,357 тыс. т. Накопленный водонефтяной фактор за время создания конуса составил 20,8 т/т. Доказательством намыва нефти в искусственно создаваемую нефтеводонасыщенную зону, т.е. конус нефти, послужило появление в добываемой воде незначительной доли нефти до 5 %. На втором этапе была произведена цементная заливка перфорированного интервала 1811–1812 м в обсадной колонне напротив водонасыщенной части пласта. Обсадная колонна перфорирована в кровельной нефтенасыщенной части пласта в интервале 1801,5–1802,5 м. Затем скважина введена в эксплуатацию установкой УЭЦН-50-1300.

Расстояние от ВНК до подошвы интервала перфорации в водонасыщенной части пласта, т.е. высота конуса нефти составила 3,0 м. Соотношение высоты конуса к мощности нефтенасыщенной части пласта составило 0,4 д.ед. Расстояние от подошвы интервала перфорации в нефтеносной части до нижней границы конуса составило 9,5 м.

Скважина вступила в эксплуатацию с дебитом 51,3 м³/сут жидкости, обводненностью 9,3 % и дебитом нефти 39,6 т/сут, что говорит о значительной эффективности технологии. Рост обводненности происходил постепенно в

течение 12 месяцев, затем темп обводнения увеличился, и обводненность достигла 95,5 %. Депрессия на пласт составила 2,2 МПа. Добыча воды за время действия конуса нефти составила 17,239 тыс. т, нефти 16,982 тыс. т. Накопленный водонефтяной фактор за время действия конуса составил 1,0 т/т.

Для анализа были выбраны скважины, на которых успешно проведены опытно-промышленные работы по разработанной технологии. Выявлена зависимость добычи нефти за время действия конуса от отношения высоты конуса к нефтенасыщенной толщине пласта.

Эта зависимость характеризуется функцией $Q_n = f(H_k/H_n)$. С достоверностью $R^2 = 0,93$ эта функция описывается линейным уравнением:

$$y = -16,837x + 22,106; \quad (6)$$

где: y – добычи нефти за время действия конуса, тыс. т; x – отношение высоты конуса нефти к нефтенасыщенной толщине пласта, H_k/H_n , д.ед.

Наблюдается снижение эффективности технологии при увеличении соотношения H_k/H_n , что свидетельствует о снижении степени насыщения нефтью и увеличением фазовой проницаемости по воде.

Для оценки эффективности технологии проведено сравнение геолого-промысловой информации по скважинам с традиционным способом перфорации нефтенасыщенной части пласта и скважинам с использованием метода предварительного создания конуса нефти отбором из водонасыщенной части пласта и последующим отбором из нефтенасыщенной части пласта.

Результаты анализа эффективности показывают, что испытанная в промышленных условиях технология позволила добыть за 750 суток эксплуатации дополнительно на 1 скважину 4,1 тыс. т. нефти, а также за тот же период уменьшить добычу попутной воды на 130 тыс. т. на 1 скважину.

Для обобщения описанного материала был проведен регрессионный анализ влияния технологических и геолого-физических параметров скважин на периоды образования конуса нефти в водонасыщенной части пласта и конуса воды в нефтенасыщенной части.

Сопоставляя периоды образования конусов нефти и воды видим, что период выработки прикровельной зоны пласта при малой обводненности кратно превышает требуемый период образования конуса нефти в водонасыщенной части пласта. Средний период в первом случае составляет 136 сут, а во втором – 606 сут, что свидетельствует об эффективности применения технологии.

Установлены зависимости периода образования конуса нефти и конуса воды по фактическим параметрам эксплуатации 11 скважин с внедрением технологии, характеризующим конкретные геолого-физические условия.

Учитывая большую амплитуду абсолютных значений анализируемых параметров, введены значения относительных параметров, определяемые как отношение i -го значения параметра к его максимальному значению.

$$\Delta P_{\text{отн}} = \Delta P_{\text{тек}} / \Delta P_{\text{макс}}; K_{\text{прон отн}} = K_{\text{прон тек}} / K_{\text{прон макс}};$$

$$L_{1 \text{ отн}} = L_{1 \text{ тек}} / L_{1 \text{ макс}}, L_{2 \text{ отн}} = L_{2 \text{ тек}} / L_{2 \text{ макс}};$$

$$Q_{\text{ж отн}} = Q_{\text{ж тек}} / Q_{\text{ж макс}}.$$

Для периода образования конуса нефти получено уравнение множественной регрессии:

$$T_{\text{к.н}}^{\text{отн}} = 0,7239 + 0,192 \cdot \Delta P_{\text{отн}} - 0,513 \cdot K_{\text{прон отн}} + 0,210 \cdot L_{1 \text{ отн}} - 0,409 \cdot Q_{\text{ж отн}}. \quad (7)$$

Для периода образования конуса воды получено уравнение множественной регрессии:

$$T_{\text{к.в}}^{\text{отн}} = 0,8193 + 0,389 \cdot \Delta P_{\text{отн}} - 0,354 \cdot K_{\text{прон отн}} + 0,391 \cdot L_{2 \text{ отн}} - 0,488 \cdot Q_{\text{ж отн}}; \quad (8)$$

где ΔP – депрессия на пласт, МПа; $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; L_1 – расстояние от ВНК до нижних отверстий интервала перфорации в водяной части пласта, м; L_2 – расстояние от ВНК до нижних отверстий интервала перфорации в нефтяной части пласта, м; $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости, м³/сут.

Для формулы (7) получено значение достоверности $R^2 = 0,71$, для формулы (8) $R^2 = 0,73$.

Формулы (7) и (8) показывают, что периоды образования конусов нефти и воды снижаются при увеличении параметров ΔP , $K_{\text{прон}}$, и $Q_{\text{ж}}$. Эти формулы

позволяют рассчитать $T_{к.н.}$ и $T_{к.в.}$ для заданных условий эксплуатации скважин и геолого-физических свойств пласта.

Обоснование концепции применения технологии создания конуса нефти на объекте разработки со схожими геолого-физическими характеристиками потребовало создания гидродинамической 3D модели с параметрами, приближенными к параметрам монолитного пласта песчаника девонской толщи Туймазинского месторождения с подстилающей водой.

Модель показывает, что в результате отбора воды происходит насыщение нефтью области между ВНК и нижним интервалом перфорации в форме конуса, в последующем препятствующего прорыву воды и обеспечивающего дополнительную добычу нефти.

Для оценки влияния анизотропии пласта по проницаемости использовались гидродинамические модели с различными значениями вязкости и проницаемости. Рассматривалась единичная скважина в бесконечном пласте с перфорацией ниже уровня ВНК, на скважине выставлялось постоянное забойное давление. Измерялось время появления нефти в добываемой жидкости при различном коэффициенте анизотропии в количестве 1 %, т.е. время, при котором конус нефти достигал интервала перфорации в водоносной части пласта. Также проведена оценка объема нефти, уловленного в конусе. Этот объем составляет от 200 до 1000 м³ в зависимости от вязкости нефти и анизотропии пласта по проницаемости.

В результате исследований разработана методика для оценки времени образования обратного конуса нефти в зависимости от свойств пласта и флюидов: отношения вязкости нефти к вязкости воды и коэффициента анизотропии пласта.

Зависимость времени от анизотропии пласта (Рисунок 7) с высокой достоверностью характеризуется степенной функцией:

$$t \left(\frac{k_z}{k_x} \right) = \frac{t_1}{1,5} \cdot \left(\frac{k_z}{k_x} \right)^{-0,85}; \quad (9)$$

где t_1 – время при единичном коэффициенте анизотропии; $\frac{k_z}{k_x}$ – анизотропия пласта, д.ед.

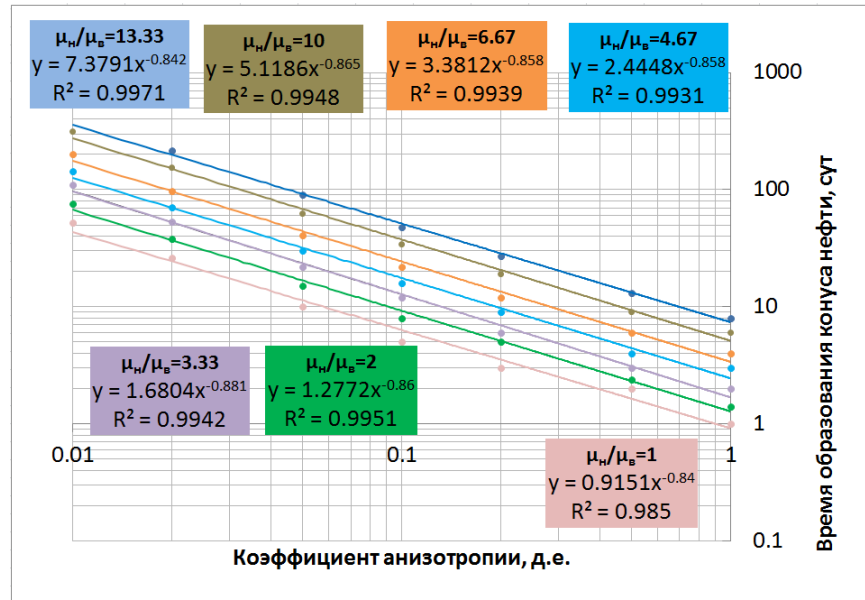


Рисунок 7 – Зависимости времени образования конуса нефти от коэффициента анизотропии для разных отношений вязкости

Разработан алгоритм расчета периода образования нефтяного конуса на основе параметров выборки скважин, позволяющий оперативно рассчитать время образования конуса нефти для заданных условий. Предложенный способ легко реализуется инструментами современного табличного редактора, например, MS Excel, что позволяет использовать его для большого списка скважин одновременно в условиях геолого-промыслового анализа для оперативного принятия решений при подборе геолого-технических мероприятий.

Известно, что месторождения: Гуймазинское, Серафимовское, Шкаповское, Троицкое, Бавлинское, относящиеся к Южно-Татарского своду Волго-Уральской нефтегазоносной провинции обладают аналогичными геолого-физическими условиями и степенью выработки запасов нефти терригенных коллекторов девона. Учитывая высокую степень выработки девонских песчаников и наличие остаточных запасов прикровельной нефти, на

этих месторождениях создаются условия для внедрения данной технологии. Оценочное количество скважин-кандидатов для внедрения технологии составляет более 100 скв.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Установлено, что мероприятия, направленные на повышение выработки запасов нефти пласта D2ps в период с 1985 по 2015 год вводом 89 скважин из бурения, восстановлением 80 скважин зарезкой боковых стволов и возвратом с других горизонтов в 61 скважине по причине высокой начальной обводненности не привели к компенсации потерь добычи нефти от массового отключения нерентабельного фонда скважин.

2. Выявлены основные зависимости коэффициента извлечения нефти, водонефтяного фактора и обводненности в выделенных типах блоков разработки пласта D2m1 по соотношению площади контактной зоны и общей площади блока, геолого-физических свойств продуктивных горизонтов и параметров отборов жидкости из скважин.

3. Разработана технология выработки запасов нефти в прикровельной части пласта, основанная на поэтапном вскрытии пласта в водонасыщенной части и образовании в ней нефтяного конуса с последующим вскрытием нефтенасыщенной части пласта, позволившая увеличить период эксплуатации скважины с малой обводненностью до 0,5–3,0 лет и дополнительно добыть за период применения 44 тыс. т нефти.

4. Получены уравнения множественной регрессии, позволяющие рассчитать периоды образования конуса нефти и воды для заданных условий эксплуатации скважин и геолого-физических свойств пласта. Разработана методика подбора скважин и оценки эффективности технологии, учитывающая параметры анизотропии пласта и вязкости флюидов, верифицированная на гидродинамической модели.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

– в монографии:

1. Выработка запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения: монография / Р.Ф. Якупов, Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин, И.Р. Баширов. – Санкт-Петербург: Недра, 2019. – 124 с.

– в статьях в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

2. Якупов, Р.Ф. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Ю.В. Зейгман, А.Н. Червякова, М.Д. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 36–40. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40. (Scopus, CA (pt)).

3. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели / Р.Ф. Якупов, А.А. Гимазов, В.Ш. Мухаметшин, Р.И. Макаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 66–69. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69. (Scopus, CA (pt)).

4. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3rs Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 55–61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61. (CA(pt), GeoRef, Scopus, WoS(ESCI)).

– в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования:

5. Мингулов, Ш.Г. Восстановление приемистости нагнетательных скважин на Туймазинской группе месторождений / Ш.Г. Мингулов, Р.Ф. Якупов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 88–91. (CA(pt), Scopus).

6. Якупов, Р.Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110. (CA(pt), Scopus).

7. Мингулов, Ш.Г. Совершенствование технологии закачки воды в нагнетательные скважины / Ш.Г. Мингулов, Р.Ф. Якупов, И.Ю. Дудников // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 2. – С. 15–18. (CA(pt)).

8. Якупов, Р.Ф. Особенности выработки водоплавающих залежей терригенной толщи девона Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, Ш.Г. Мингулов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 20–24. (CA(pt)).

9. Якупов, Р.Ф. Особенности выработки запасов нефти в контактных зонах пласта D2ml Туймазинского нефтяного месторождения / Р.Ф. Якупов // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 3. – С. 15–21. (CA(pt)).

10. Yakupov, R.F. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // R.F. Yakupov, V.S. Mukhametshin, K.T. Tyncherov // Periodico Tche Quimica. – 2018. – Vol. 15. – Iss. 30. – P. 725–733. (Scopus, WoS).

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

11. Якупов, Р.Ф. Метод извлечения недренируемых запасов нефти в водонефтяной зоне 12-го блока Туймазинского месторождения, находящейся под г. Октябрьский / Р.Ф. Якупов // Нефтепромышленное дело. – 2007. – № 8. – С. 43–44.

12. Якупов, Р.Ф. Некоторые вопросы разработки залежей пласта D2ps Туймазинского месторождения в поздней стадии / Р.Ф. Якупов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (25 марта 2016 г.) в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 421–426.

13. Якупов, Р.Ф. Проблемы конусообразования в поздней стадии разработки на примере терригенных коллекторов девона Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (25 марта 2016 г.) в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 427–432.

– в патентах:

14. Патент № 2178517 Российская Федерация, МПК 7 E21B 43/16. Способ разработки нефтяной залежи в поздней стадии / К.Х. Гайнуллин, Н.Ф. Разгоняев, Н.Х. Габдрахманов, Ф.М. Якупов, Р.Ф. Якупов; патентообладатель АНК «Башнефть». – № 2000107904/03; заявл. 31.01.2000; опубл. 20.01.2002, Бюл. № 2. – 5 с.