На правах рукописи

АБДУЛЛИН ТИМУР РИНАТОВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ ПО ЗАЛЕЖИ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

(на примере месторождений тяжёлой нефти Республики Татарстан)

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Бугульма – 2017

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

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор, академик Академии наук РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: **Двояшкин Нариман Камилович**
доктор физ.-мат. наук, профессор, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», декан нефтегазового факультета

Чепик Сергей Константинович
кандидат технических наук, ООО «Научно-технический центр «ЭгидА», заместитель генерального директора по технологиям стимуляции эксплуатационных объектов

Ведущее предприятие: ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», г. Уфа

Защита диссертации состоится «14» сентября 2017 г. в 15 ч. 30 м. на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32.

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

Автореферат разослан «__»_августа_ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы работы.

В настоящее время полагается, что залежам тяжёлой нефти характерна неоднородность вязкости насыщающего флюида как по глубине, так и по простиранию, причём значение вязкости может изменяться в диапазоне нескольких порядков. На сегодняшний день не существует достоверного способа для определения этой неоднородности и оценки вязкости нефти непосредственно в пластовых условиях. Существующие методы измерения не позволяют определить значение вязкости нефти без её извлечения из породы-коллектора. Большой практический интерес представляет использование метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для описания характеристик флюида, насыщающего коллектора с тяжёлой нефтью непосредственно в пластовых условиях

В настоящее время ЯМР-каротаж является единственной технологией, позволяющей непрерывно оценивать распределение вязкости нефти в скважине. Наиболее широко применяемые методики интерпретации данных ЯМР-каротажа основаны на измерении характеристик ядерной магнитной релаксации пород-коллекторов, насыщенных различными флюидами, обработке и анализе получаемых спектров распределения времен релаксации и установлении временных отсечек. При этом, используя различные эмпирические и теоретические модели, строят предположения о свойствах пород и их насыщающих флюидов.

Получение информации о пространственном распределении нефти различной вязкости обеспечит возможность оптимально проектировать систему разработки залежей, контролировать её состояние и проводить оптимальные геолого-технические мероприятия с целью повышения текущей и накопленной добычи. Поэтому разработка методов исследования таких характеристик, а также использование этих

результатов для повышения эффективности разработки является важной и актуальной научно-технической задачей.

Степень разработанности темы.

Значительный вклад в изучение геологических особенностей и решение проблем разработки залежей битумов и тяжёлой нефти в различное время внесли такие исследователи как Акишев И.М, Амерханов М.И, Валовский В.М., Вахитов Г.Г., Гатиятуллин Н.С., Дияшев Р.Н., Зарипов А.Т., Ибатуллин Р.Р., Кондрашкин В.Ф., Киямов Е.П., Кудинов В.И., Муслимов Р.Х, Мусин К.М., Мусин М.М., Хисамов Р.С., Хусаинов В.М., Фаткуллин А.Х. и др.

В развитие исследований нефти и коллекторов методом ядерного магнитного резонанса внесли значительный вклад Губайдуллин А.А., Головко С.Н., Двояшкин Н.К., Дорогиницкий М.М., Дубровский В.С., Митюшин Е.М., Мурзакаев В.М., Мухамадиев Р.С, Неретин В.Д., Скирда В.Д., Сынгаевский П.Е., Чухвичев В.Д., Харисов Р.Г. и др. Существенный вклад в изучение связей между параметрами, измеряемыми методом ЯМР и вязкостью нефти внесли Bloembergen N., Bryan J., Burcaw L., Cheng Y., Freedman R., LaTorraca G., Morriss C., Starley C., Vinegar H., Yang Z., Zega J., Zhang Q., Zheng Y. и др.

Цель диссертационной работы.

Повышение эффективности разработки месторождений тяжёлой нефти, приуроченных к терригенным коллекторам на территории Республики Татарстан по результатам разработки методики определения неоднородности распределения вязкости нефти по залежи на основе применения метода ЯМР.

Основные задачи исследования.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1 Разработка методики определения вязкости тяжёлой нефти в поровом пространстве образцов керна терригенных коллекторов Республики Татарстан при стандартных условиях методом ЯМР.

2 Разработка и опробование методов получения представительных образцов тяжёлой нефти из нефтенасыщенного керна и сравнительный анализ эффективности их применения.

3 Разработка методики интерпретации данных ЯМР-каротажа в сильном поле для определения вязкости тяжёлой нефти в условиях пласта.

4 Разработка методики интерпретации данных ЯМР-каротажа в сильном поле для определения положения водонефтяного контакта по залежи тяжёлой нефти.

5 Оценка влияния неоднородности распределения вязкости тяжёлой нефти на показатели разработки по данным гидродинамического моделирования исследуемого участка залежи тяжёлой нефти.

6 Оценка эффективности технологии парогравитационного дренирования в зависимости от вязкости нефти и геологических условий расположения горизонтальных стволов скважин.

Научная новизна.

1 Разработан алгоритм согласования величин коэффициента динамической вязкости тяжёлой нефти, определяемых прямым измерением на вискозиметре и по методу ядерно-магнитного резонанса, на основе эмпирически полученной формулы, связывающей время спин-спиновой релаксации и коэффициент динамической вязкости. Причём первое слагаемое вносит доминирующий вклад в величину коэффициента динамической вязкости при вязкости тяжёлой нефти в стандартных условиях от 1000 до 10000 мПа·с, а второе слагаемое – свыше 10000 мПа·с.

2 Установлено, что литологический тип породы и объём её порового пространства с увеличением вязкости насыщающей нефти по степенному закону снижают своё влияние на величину разброса значений времени спин-спиновой релаксации, при этом, начиная с величины динамической вязкости нефти, равной 400 мПа·с, отношение максимального и минимального времён спин-спиновой релаксации стремится к единице.

3 Определено, что для коллекторов тяжёлой нефти время спин-спиновой релаксации, равное 20 мс, является граничным значением, идентифицирующий тип и подвижность пластовых флюидов, причём при времени спин-спиновой релаксации менее 20 мс регистрируется сигнал тяжёлой нефти или тяжёлой нефти со связанной водой, а более 20 мс – сигнал свободной воды.

Основные защищаемые положения.

1 Методика определения динамической вязкости тяжёлой нефти в поровом пространстве образцов керна терригенных коллекторов при стандартных условиях на основе исследований методом ЯМР.

2 Методика получения представительных образцов тяжёлой нефти из нефтенасыщенного керна.

3 Алгоритм обработки и интерпретации данных ЯМР-каротажа в сильном поле для определения вязкости тяжёлой нефти в пластовых условиях и положения водонефтяного контакта.

4 Результаты учёта неоднородности распределения вязкости нефти при проектировании разработки залежи тяжёлой нефти на примере исследуемого участка залежи.

Практическая значимость работы.

1 Разработана методика получения представительных образцов тяжёлой нефти из нефтенасыщенного керна который позволяет получить наиболее точную информацию о физико-химических свойствах нефти.

2 На основании разработанной методики определены значения динамической вязкости тяжёлой нефти по залежам шешминского горизонта Республики Татарстан, часть из которых использовались в процедуре постановки запасов на баланс в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ»).

3 Разработанная методика интерпретации данных скважинного ЯМР-каротажа в сильном поле позволяет получать детальную

информацию о неоднородности распределения вязкости тяжёлой нефти по разрезу залежи.

4 Предложена методика определения положения водонефтяного контакта по разрезу залежи тяжёлой нефти на основании данных ЯМР-каротажа в сильном поле.

Результаты работы положены в основу двух руководящих документов ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина: РД 153-39.0-955-16 «Методика определения коэффициента динамической вязкости сверхвязкой нефти при пластовых условиях на основе проб, извлеченных из нефтенасыщенного керна» и РД 153-39.0-959-16 «Руководство по определению вязкости тяжёлой нефти в породах-коллекторах терригенных отложений методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР)».

Методы исследований.

Для проведения лабораторных исследований при стандартных условиях использовались ЯМР-релаксометры: Oxford Instruments «GeoSpec 2/100», Bruker «Minispec MQ-10» и Хроматек «Протон-20М». Измерение коэффициентов самодиффузии образцов нефти производилось на двух ЯМР-спектрометрах: «Gemini 2000» и «AVANCE III TM». Для обработки исходных данных ЯМР использовалось программное обеспечение MultiExp. Скважинные исследования проводились с использованием приборов ЯМР-каротажа в сильном поле - ЯМК1 и МРКТ. Измерение коэффициентов динамической вязкости при стандартных и термобарических условиях пласта проводилось на специализированном вибрационном вискозиметре «HOV-700». Для построения геологической модели использовался лицензионный программный пакет RMS. Гидродинамическое моделирование производилось с помощью лицензионной программы CMG Stars для термических методов.

Апробация работы.

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах: международной научно-практической

конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений» посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина (г. Казань, 2016 г.); международном семинаре-конференции «Термические методы увеличения нефтеотдачи» (г. Казань, 2016 г.); Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добычи (г. Москва, 2014 г.); Российской нефтегазовой технической конференции SPE-2015 (г. Москва, 2015 г.); Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE-2016 (г. Москва 2016 г.); всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях» (г. Тверь, 2014 г.); межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2014 г.); технической конференции SPE: «Петрофизика XXI век: навстречу новым вызовам» (г. Петергоф, 2016 г.); научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель -2016» (г. Геленджик, 2016 г.); научно-техническом семинаре главных инженеров, главных геологов и специалистов ПАО «Татнефть» на тему: «Роль науки в инновационном развитии ПАО «Татнефть» (г. Бугульма, 2016 г.); конференции молодых специалистов института ТатНИПИнефть (г. Бугульма, 2014, 2016 гг.); научно-практической конференции молодых работников компании «Татнефть»: «Проблемы поиска и разведки нетрадиционных запасов из нетрадиционных коллекторов» (г. Казань, 2017 г.).

Публикации.

Основные положения диссертационной работы отражены в 15 публикациях, в т.ч. в 5 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Личный вклад автора.

В работах, написанных в соавторстве с коллегами, соискателю принадлежит участие в постановке, планировании и решении поставленных задач, выбор объекта исследований, непосредственное выполнение аналитических и лабораторных исследований, проведение опытно-промысловых работ, анализ, интерпретация и обобщение полученных результатов, получение научных выводов и разработка практических рекомендаций.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, списка литературы из 67 наименований, 2 приложений. Диссертация изложена на 100 страницах машинописного текста, включает 5 таблиц и 48 рисунков.

Благодарности.

Автор искренне благодарен за оказанную помощь при работе над диссертацией, квалифицированные советы и консультации научному руководителю – доктору технических наук, профессору, академику АН РТ, Ибатуллину Р.Р., директору института «ТатНИПИнефть» - доктору технических наук, профессору Сахабутдинову Р.З., сотрудникам института: д.т.н. Зарипову А.Т., к.т.н. Сотникову О.С., к.т.н. Хисаметдинову М.Р., Гибадуллину А.А., сотрудникам Института физики Казанского (Приволжского) федерального университета, а также коллективу ТГ ЯМР ООО «ТНГ-Групп».

Исследования, описанные в 4 главе, выполнены совместно с сотрудниками института ТатНИПИнефть: Шайхутдиновым Д.К. и Бильдановым Р.Р., которым автор благодарен за квалифицированную помощь при выполнении работы.

Огромную благодарность автор выражает своему первому руководителю, научному наставнику– Мусину Камилю Мугаммаровичу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель работы, основные задачи и методы исследований, научная новизна и практическая ценность работы, а также представлены основные положения, выносимые на защиту.

Первая глава диссертации посвящена обзору проведенных исследований коллекторов тяжёлой нефти терригенных отложений Республики Татарстан: изученности их геологического строения и условий формирования, а также обоснованию необходимости применения метода ЯМР при геофизическом изучении скважин на залежах тяжёлой нефти Республики Татарстан.

Необходимость применения метода ЯМР при геофизическом изучении залежей тяжёлой нефти Республики Татарстан обусловлена тем, что для пермских нефтенасыщенных отложений данные петрофизических анализов керна не позволяют полностью охарактеризовать коллекторские свойства пород. Керн из высокопористых коллекторов разрушается при подъеме на поверхность. Поэтому изучение нефтенасыщенных отложений более эффективно на материалах геофизических исследований скважин.

Технологии геофизических исследований обеспечивают возможность снижения капиталоемких видов работ на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья. Однако, применение в сложнопостроенных коллекторах верхней части осадочного покрова комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и методик интерпретации, ориентированных на решение задач, связанных с подсчётом запасов традиционных нефтей, оказалось недостаточно информативным. Выполнение методов ГК, НГК, КС, ПС, ИК, БКЗ, БК, КНК, ДС позволяет, в определенной мере, изучить строение геологического разреза, преимущественно его терригенной части, но ряд задач, таких как, оценка состава и основных свойств тяжёлой нефти в пластовых условиях, данным комплексом промысловых геофизических

методов, решается недостаточно эффективно. Революционные изменения в электронной базе и схемотехнике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обуславливают важность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоёмких и более информативных геофизических технологий. К числу последних относится в том числе и метод ЯМР-каротажа в сильном поле. С помощью метода ЯМР можно оперативно получать информацию о содержание флюида в породе, характере насыщения, оценивать свойства нефти и воды, определять такие параметры, как пористость, содержание связанной воды и остаточной нефти, проницаемость породы и вязкость нефти.

Данные измерений вязкости нефти могут предоставить полезную информацию для принятия технико-технологических решений для разработки залежей тяжёлой нефти, в т.ч. на основе использования результатов исследований в геологических и гидродинамических моделях. Попытка оценки вязкости нефти методом ЯМР не нова. Из литературных данных известны несколько математических моделей, которые могут достаточно точно описывать традиционные нефти, однако вязкость тяжёлой нефти они описывают с недостаточной точностью.

Для определения вязкости тяжёлой нефти в коллекторах пермских отложений Республики Татарстан необходима разработка и опробование собственной методики интерпретации данных ЯМР.

Во **второй главе** изложены методические основы процедуры согласования результатов определения коэффициентов динамической вязкости тяжёлой нефти терригенных коллекторов Республики Татарстан, полученных на основе метода ЯМР и с помощью вискозиметра.

Форма спектра распределения времён спин-спиновой релаксации в поровом пространстве пород-коллекторов, зависит от ряда факторов, включающих в себя:

- объёмные характеристики насыщающего флюида;
- влияние порового пространства породы;

- влияние молекулярной диффузии.

Каждый из этих факторов вносит свои коррективы в получаемый спектр, который необходимо расшифровать.

По результатам комплекса проведенных исследований методом ЯМР установлено, что литологический тип породы и объем её порового пространства с увеличением вязкости насыщающей нефти снижают своё влияние на величину разброса значений времени спин-спиновой релаксации по степенному закону, при этом, начиная с величины динамической вязкости нефти, равной 400 мПа·с, отношение максимального и минимального времён спин-спиновой релаксации стремится к единице (рисунок 1).

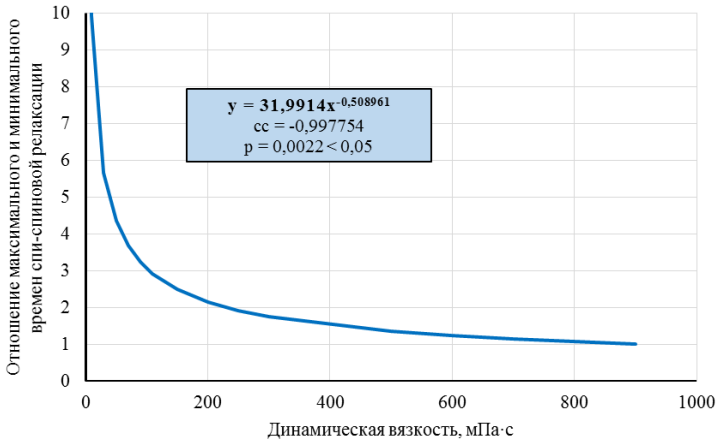

Рисунок 1 – Отношение максимального и минимального времён спин-спиновой релаксации в зависимости от вязкости нефти

Таким образом, получаемый спектр времен спин-спиновой релаксации тяжёлой нефти в поровом пространстве нефтенасыщенного керна будет соответствовать спектру от нефти в свободном объёме.

Полученные результаты обнадеживали, но для разработки достоверной методики оценки вязкости тяжёлой нефти в поровом пространстве пород-коллекторов шешминского горизонта РТ недоставало данных о фактической пластовой вязкости нефти. Наряду с технологическими сложностями добычи нефти с аномально высокой вязкостью, возникают сложности и при исследованиях их свойств. Основной проблемой является отбор глубинных образцов нефти с аномально высокой вязкостью из-за малой подвижности флюида, а низкая

энергетика пласта делает вызов притока нефти в скважину и отбор глубинных проб практически невыполнимым.

В связи с этим были опробованы различные методы получения представительных образцов тяжёлой нефти из нефтенасыщенного керна. Ряд контрольных измерений независимыми методами, показал, что образцы тяжёлой нефти, наиболее соответствующие естественным, т.е. не подвергавшиеся химическому и термическому воздействию, можно получать методом высокоскоростного центрифугирования (ВСЦ). В керне остается только нефть, связанная с породой, и коэффициент извлечения нефти достигает 95 %. Полученные образцы наиболее точно отражают состав потенциально извлекаемого углеводорода.

Для измерения вязкости полученных образцов тяжёлой нефти использовалась разработка французской компании VINCI Technologies − вибрационный вискозиметр «HOV-700» с возможностью имитации пластовых условий. На основании полученных данных по значениям вязкости 107 образцов тяжёлой нефти 24 залежей установлена зависимость коэффициента динамической вязкости тяжелой нефти при термобарических условиях пласта от значения вязкости нефти при стандартных условиях (рисунок 2).

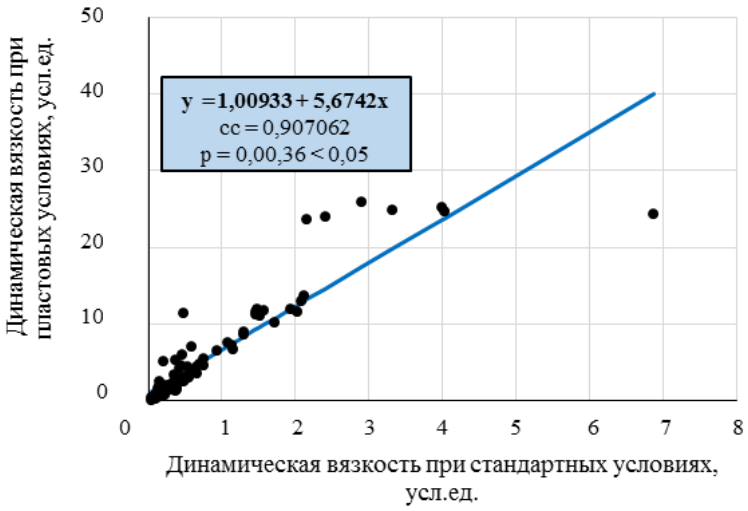

Рисунок 2 – Зависимость коэффициента динамической вязкости тяжёлой нефти при термобарических условиях пласта от значения вязкости нефти при стандартных условиях

Для каждого из полученных образцов тяжёлой нефти проведены исследования с использованием ЯМР-релаксометра GeoSpec 2/100. Расчётные значения вязкости нефти по данным ЯМР сопоставлялись со значениями коэффициентов динамической вязкости нефти, измеренных на вискозиметре.

Попытка применить известные аналитические модели к образцам тяжёлой нефти Республики Татарстан приводит к значительной погрешности в оценке вязкости, и как следствие к неудовлетворительному результату (рисунок 3).

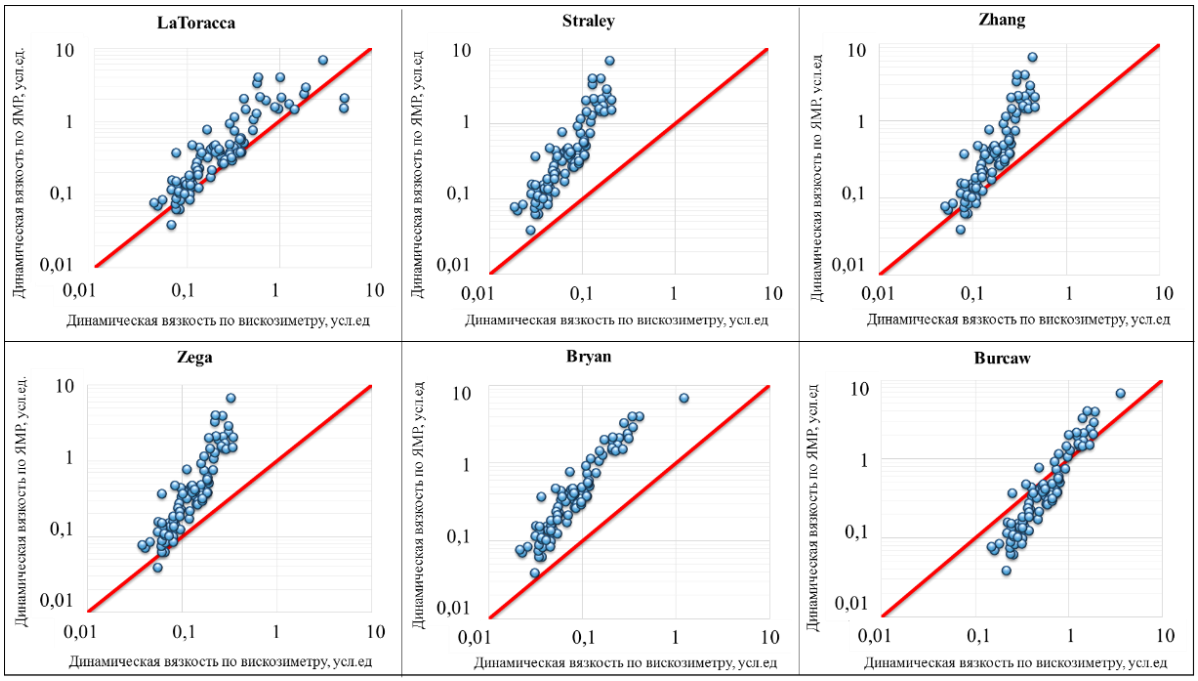

Рисунок 3 – Результат проверочных расчётов на применимость известных аналитических моделей для численных значений динамической вязкости образцов тяжёлой нефти РТ

Проведённые исследования показали, что наилучшее согласование величин коэффициентов динамической вязкости, определяемых прямым измерением на вискозиметре и по методу ядерно-магнитного резонанса достигается на основе эмпирически полученной двучленной формулы (1), связывающей время спин-спиновой релаксации (T_2) и коэффициент динамической вязкости:

$$\mu = \frac{4000}{T_2} + \frac{2500}{T_2^5} \qquad (1)$$

причём первое слагаемое вносит доминирующий вклад в величину значения коэффициента динамической вязкости при вязкости тяжёлой нефти в стандартных условиях от 1000 до 10000 мПа·с, а второе слагаемое – свыше 10000 мПа·с (рисунок 4).

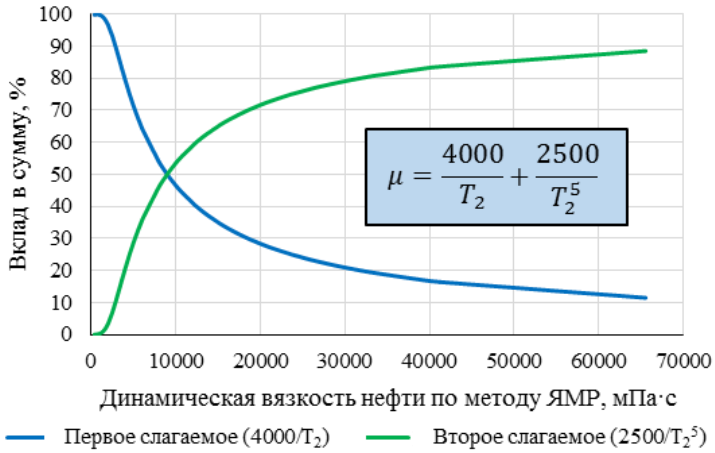

Рисунок 4 – Вклад слагаемых эмпирической формулы в расчётную величину коэффициента динамической вязкости при стандартных условиях

В качестве демонстрации достоверности метода проведён статистический анализ полученных результатов (рисунок 5).

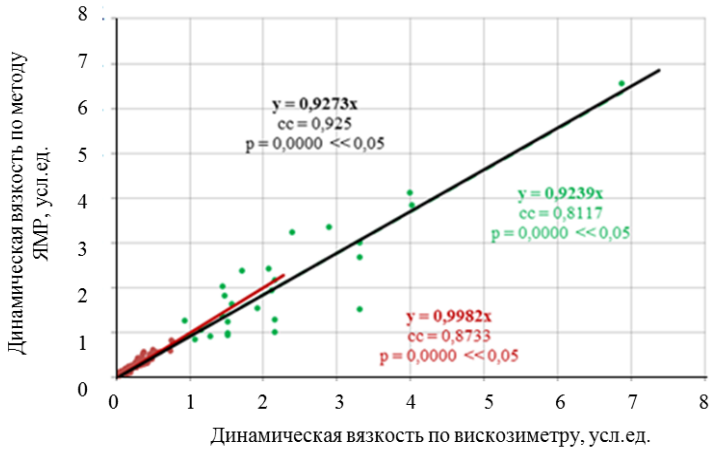

Рисунок 5 – Соответствие в численных значениях коэффициентов динамической вязкости, полученных методом ЯМР и на вискозиметре при стандартных условиях

Таким образом, разработанная процедура согласования величин коэффициентов динамической вязкости, полученных различными методами, позволяет достоверно определить значение вязкости тяжелой нефти в поровом пространстве.

В **третьей главе** представлены результаты опытно-промысловых работ с применением метода ЯМР при изучении залежей тяжёлой нефти и

опробования разработанных методических подходов по определению вязкости в геолого-технологических условиях залегания тяжёлой нефти РТ.

Проведение опытно-промысловых работ включало в себя бурение скважины с отбором керна и его последующей изоляцией, проведение стандартного комплекса ГИС и ЯМР-каротажа в сильном поле с интерпретация полученных данных, а также проведение стандартного комплекса лабораторных и ЯМР-исследований отобранного керна и полученных из него образцов тяжёлой нефти. Результаты измерений значений коэффициентов динамической вязкости нефти при термобарических условиях пласта сопоставлялись со значениями, рассчитанными на основе обработки данных ЯМР-каротажа в сильном поле согласно разработанной методике с учетом поправочных коэффициентов для используемых приборов (рисунок 6).

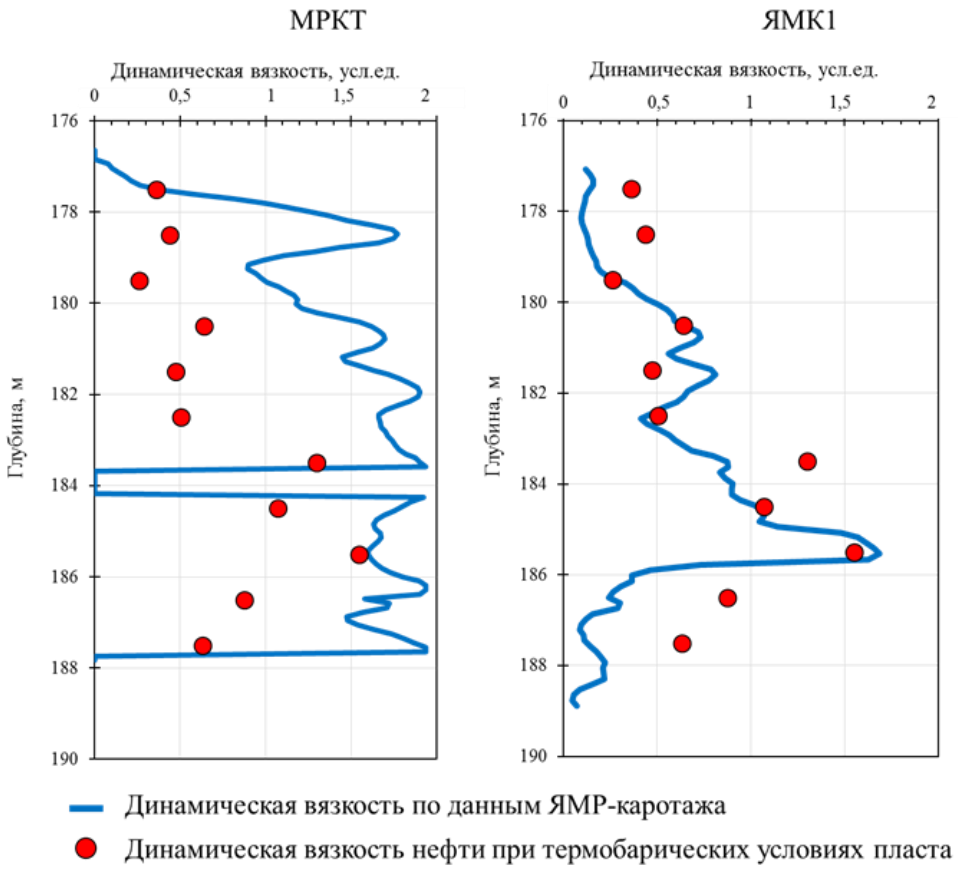

Рисунок 6 – Сопоставление значений коэффициентов динамической вязкости, измеренных на вискозиметре при термобарических условиях пласта и по данным ЯМР-каротажа по разрезу скважины

Из приведенного рисунка видно, что полученные значения коэффициентов динамической вязкости согласуются со значениями динамической вязкости образцов тяжёлой нефти в пластовых условиях, измеренной с помощью вискозиметра. С учётом технических особенностей используемых приборов ЯМР-каротажа и физических условий проведения измерений, корреляционная зависимость примет следующий вид (2, 3):

-для прибора МРКТ: $$\mu = \frac{7{,}5 \cdot 10^5}{T_2} + \frac{47{,}5 \cdot 10^3}{T_2^5} \quad (2)$$

-для прибора ЯМК1: $$\mu = \frac{10^5}{T_2} + \frac{62{,}5 \cdot 10^3}{T_2^5} \quad (3)$$

По результатам проведения опытно-промысловых работ (ОПР) установлено, что разработанная методика интерпретации может быть использована для определения вязкости тяжёлой нефти в пласте на основании данных ЯМР-каротажа в сильном поле.

Определено, что для пластовых условий залежи тяжёлой нефти время спин-спиновой релаксации, равное 20 мс, является временем, разграничивающим природу и подвижность пластовых флюидов, причем при времени спин-спиновой релаксации менее 20 мс фиксируется тяжёлая нефть или тяжёлая нефть со связанной водой, а более 20 мс – свободная вода (рисунок 7).

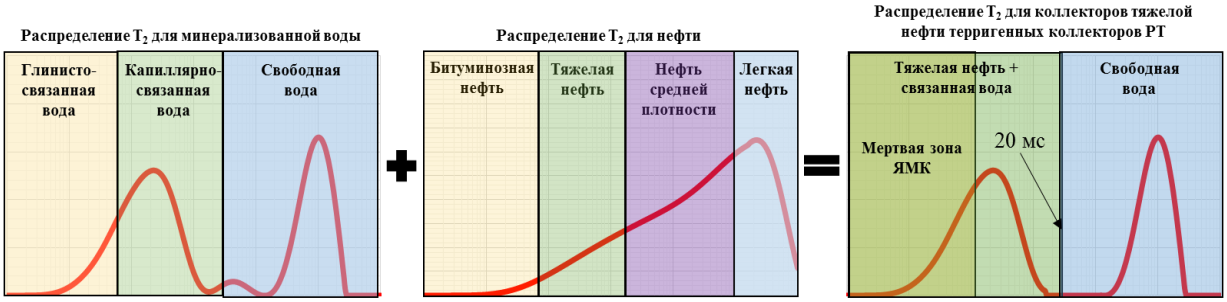

Рисунок 7 – Распределения спектра времен спин-спиновой релаксации для минерализованной воды и нефти, различной вязкости и характерное распределение T_2 для коллекторов тяжёлой нефти шешминского горизонта РТ

По данным комплекса ГИС+ЯМК и результатов лабораторных анализов керна и нефти построен планшет (Рисунок 8).

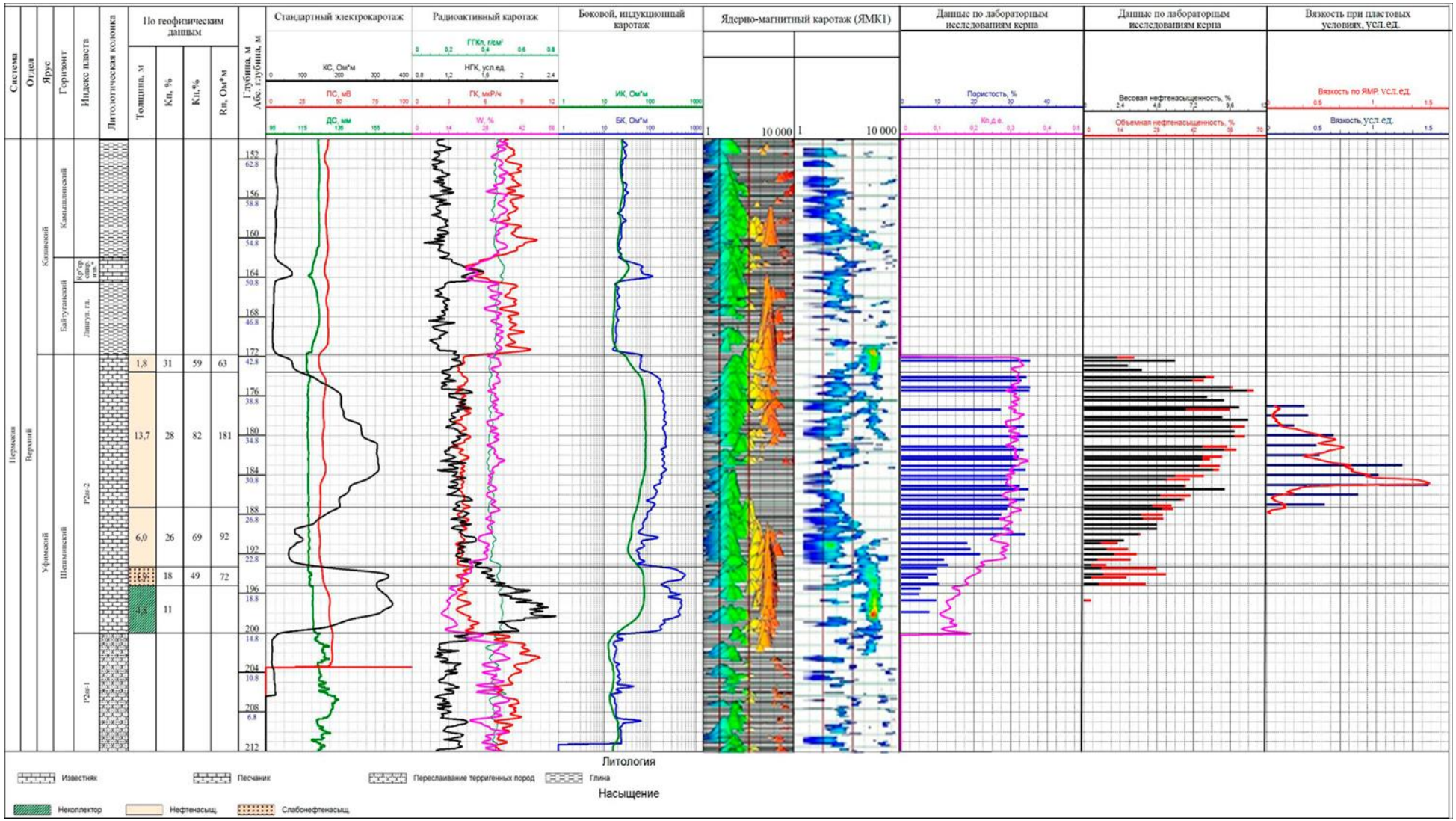

Рисунок 8 – Результат комплексного исследования коллекторских и петрофизических свойств керна по данным ГИС, ЯМР-каротажа в сильном поле и лабораторным анализам керна и нефти

В результате проведённых исследований показано, что дополнение в стандартный комплекс ГИС технологии ЯМР-каротажа позволяет решить ряд ранее нерешённых задач, таких как оценка вязкости тяжёлой нефти и определение положения водонефтяного контакта (ВНК).

В **четвёртой главе** проведена оценка влияния неоднородности распределения вязкости тяжёлой нефти на параметры разработки на основе гидродинамического моделирования участка залежи, проведен анализ фактической эффективности технологии парогравитационного дренирования (ПГД) в зависимости от вязкости нефти и геологических условий расположения горизонтальных скважин, выполнен расчёт экономической эффективности.

Используя данные комплекса ГИС и проведённых лабораторных исследований керна построена геологическая модель исследуемого участка залежи (рисунок 9), в которой, в том числе, учитывается характер распределения вязкости нефти по площади и разрезу.

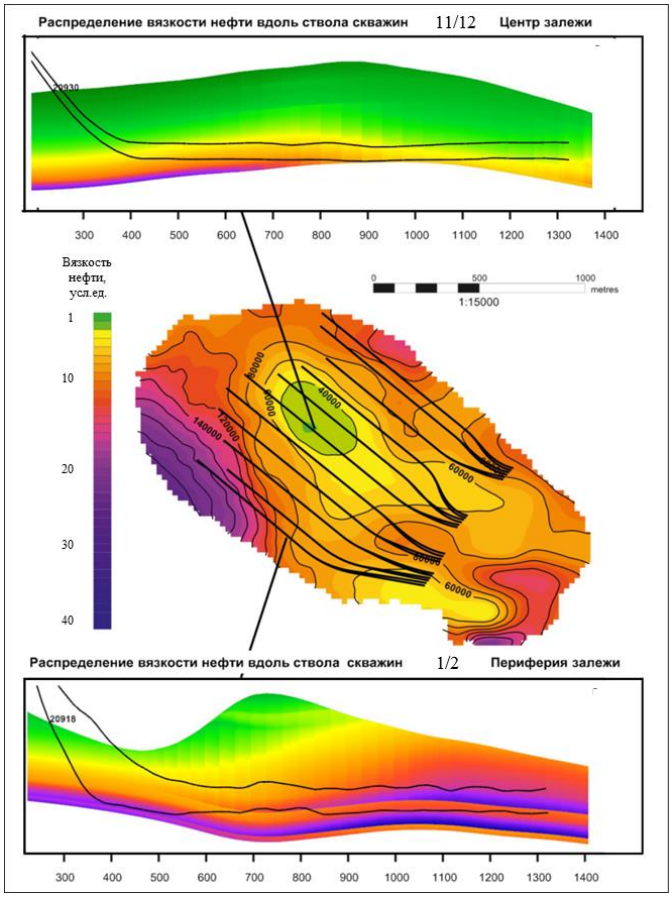

Рисунок 9 – Распределение вязкости тяжёлой нефти вдоль стволов пар горизонтальных скважин по участку залежи тяжелой нефти

На рисунке 9 представлены характерные особенности распределения вязкости нефти по пласту, а также профили пар скважин, расположенных в центре залежи и у периферии. Показано, что вязкость нефти зависит не только от абсолютной отметки измерения вязкости, но и может изменяться по простиранию пласта. В западной части залежи наблюдается более высокая вязкость нефти по сравнению с восточной стороной.

Проведено гидродинамическое моделирование двух вариантов моделей: в первой вязкость задавалась единым значением по всему объёму коллектора; во второй модели использовались данные о неоднородности распределения вязкости, полученные в лабораторных условиях. Далее без изменения положения и количества нагнетательных и добывающих скважин произведен расчёт годовой добычи нефти и оптимального цикла закачки пара, которые сопоставлены с текущими промысловыми данными (рисунок 10).

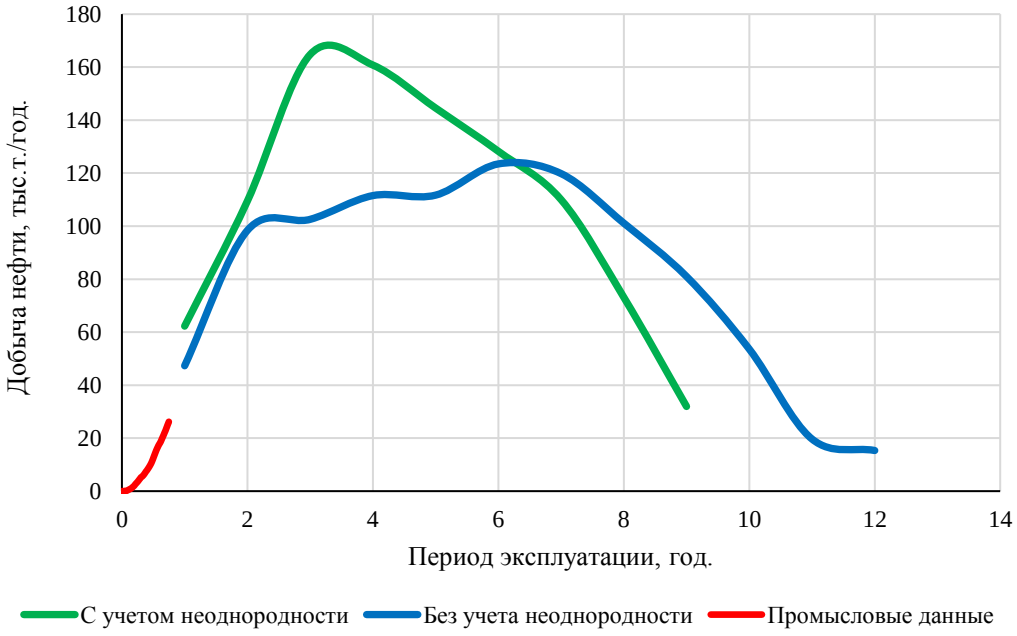

Рисунок 10 – Сравнение динамики годовой добычи нефти по результатам гидродинамического моделирования с учётом неоднородности распределения вязкости и без неё и промысловых данных.

Разработка исследуемого участка залежи тяжёлой нефти ведётся с июня 2016 года и на конец мая 2017 года по участку добыто 26,2 тыс.т нефти. Установлено, что средний дебит добывающих скважин существенно изменяется в зависимости от условий их расположения от 3,6

до 21,6 т/сут, а средняя закачка пара в нагнетательные скважины варьируется от 35 до 102 т/сут. Для определения эффективности технологии ПГД в зависимости от вязкости нефти и геологических условий расположения скважин были определены средние значения вязкости нефти и нефтенасыщенности вдоль горизонтального ствола добывающих скважин. Зависимость среднесуточного дебита добывающих скважин и паронефтяного отношения (ПНО) от начальной вязкости нефти вдоль ствола скважин представлено на графиках (рисунки 12, 13).

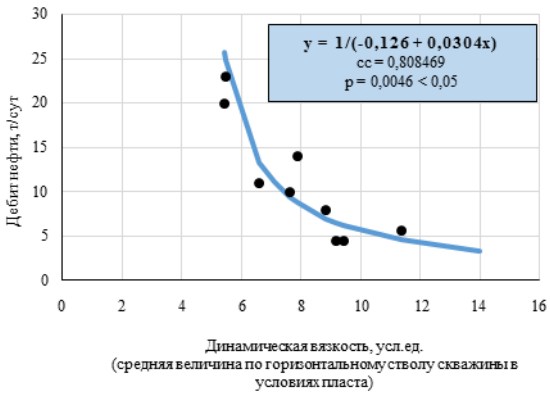

Рисунок 12 – Зависимость среднесуточного дебита добывающих скважин от начальной вязкости нефти вдоль ствола скважины в условиях пласта

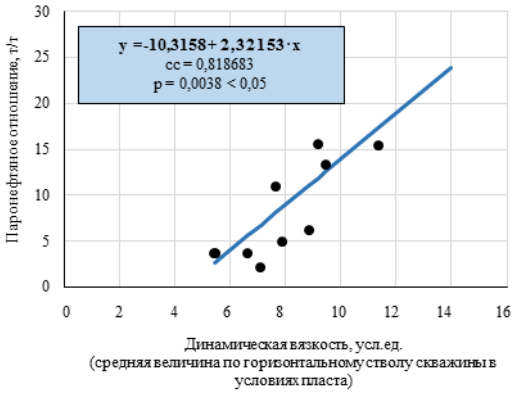

Рисунок 13 – Зависимость ПНО от начальной вязкости нефти вдоль ствола скважины в условиях пласта

На основании проведённой работы предложено ввести комплексный параметр D, характеризующий влияние нефтенасыщенности и вязкости на добычу нефти (4):

$$D = \sqrt{\frac{S_н}{\mu_н}} \qquad (4)$$

где $S_н$ – начальная нефтенасыщенность вдоль ствола добывающей горизонтальной скважины, доли ед;

$\mu_н$ – средняя начальная вязкость нефти по стволу горизонтальной добывающей скважины, мПа·с.

На рисунке 14 представлена зависимость среднесуточного дебита добывающих скважин от параметра D.

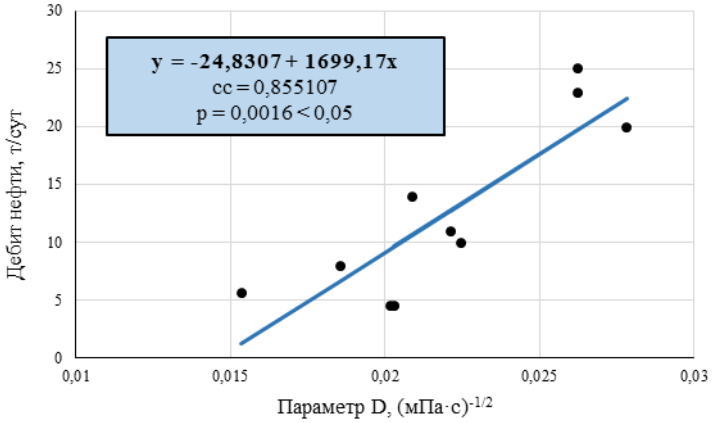

Рисунок 14 – Зависимость среднесуточного дебита от параметра D

Таким образом, проведённая оценка текущей эффективности технологии ПГД в зависимости от вязкости нефти и геологических условий расположения скважин свидетельствует, что учёт неоднородности распределения вязкости по залежи позволяет сформулировать требования к оптимизации добычи нефти в рамках существующей системы разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Разработана методика определения динамической вязкости тяжёлой нефти месторождений РТ как в свободном объёме, так и в поровом пространстве образцов керна терригенных коллекторов при стандартных условиях методом ЯМР.

2 Экспериментально показано, что литологический тип породы и объём её порового пространства с увеличением вязкости насыщающей нефти по степенному закону снижают своё влияние на величину разброса значений времени спин-спиновой релаксации, при этом, начиная с величины динамической вязкости нефти, равной 400 мПа·с, отношение максимального и минимального времён спин-спиновой релаксации стремится к единице.

3 Разработана методика получения представительных образцов тяжёлой нефти из нефтенасыщенного керна которая позволяет получить наиболее точную информацию о физико-химических свойствах нефти.

4 На основании разработанной методики определены значения динамической вязкости тяжёлой нефти по 24 залежам шешминского горизонта Республики Татарстан, часть из которых использовались в процедуре постановки запасов на баланс в ФБУ «ГКЗ».

5 Разработана методика интерпретации данных ЯМР-каротажа в сильном поле для определения вязкости тяжёлой нефти в условиях пласта. По результатам проведения ОПР установлено, что разработанная методика может быть использована для оценки распределения вязкости тяжёлой нефти в пласте.

6 Установлено, что для коллекторов тяжёлой нефти время спин-спиновой релаксации, равное 20 мс, является граничным значением, идентифицирующим тип и подвижность пластовых флюидов, причём при времени спин-спиновой релаксации менее 20 мс регистрируется сигнал тяжёлой нефти или тяжёлой нефти со связанной водой, а более 20 мс – сигнал от свободной воды.

7 Представлены результаты учёта неоднородности распределения вязкости при проектировании разработки залежи тяжёлой нефти на примере исследуемого участка залежи тяжёлой нефти.

8 Установлено влияние неоднородности распределения вязкости на показатели разработки по данным гидродинамического моделирования исследуемого участка залежи тяжёлой нефти.

9 Проведён анализ эффективности технологии ПГД в зависимости от вязкости нефти и геологических условий расположения горизонтальных стволов пар скважин по исследуемому участку залежи тяжёлой нефти.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По результатам проведённой работы опубликовано 15 научных статей, в том числе пяти – в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК:

1. Применения ядерно-магнитного каротажа в сильном поле для оценки вязкости на месторождениях сверхвязкой нефти Татарстана [Текст] / Р.С. Хисамов, Р.Ш. Динмухамедов, К.М. Мусин, Т.Р. Абдуллин, Т.В. Шипунов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 14-18.

2. Исследование корреляции вязкости нефти со скоростями ядерной магнитной релаксации и коэффициентами самодиффузии [Текст] / Т.А. Зарипов, Б.И. Гизатуллин, А.Р. Лозовой, Т.Р. Абдуллин, К.М. Мусин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 74-77.

3. Результаты изучения вязкости нефти месторождений Республики Татарстан с помощью ядерной магнитно-резонансной релаксометрии [Текст] / Т.А. Зарипов, М.М. Дорогиницкий, Б.И. Гизатуллин, Т.Р. Абдуллин, К.М. Мусин, В.М. Мурзакаев // Каротажник : науч.-техн. вестник. – 2015. – Вып. 7 (253). – С. 3-12.

4. Мусин, К.М. О пространственной неоднородности распределения вязкости СВН в пределах залежи шешминского горизонта [Текст] / К.М. Мусин, Т.Р. Абдуллин, А.А. Гибадуллин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 4. – С. 22-25.

5. Зарипов, Т.А. Исследование вязкости нефти методом ядерной магнитной релаксометрии [Текст] / Т.А. Зарипов, Т.Р. Абдуллин, Б.И. Гизатуллин // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., 14-18 апр. 2014 г. / М-во образования и науки РТ ; Совет Альметьевского муниципп. р-на ; ОАО «Татнефть» ; АГНИ. – Альметьевск, 2014. – Ч. 1. – С. 290-292.

6. Определение вязкости сверхвязкой нефти в пластовых условиях по пробам, полученным из нефтенасыщенного керна [Текст] / К.М. Мусин, А.В. Фомичев, О.С. Сотников, Ш.З. Шарипов, А.А. Гибадуллин, Т.Р. Абдуллин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 4. – С. 16-21.

7. SPE-171205-MS Estimability of Heavy Oil Viscosity by Nuclear Magnetic Resonances Researches [Electronic resource] / K.M. Musin, I.F. Bobb, T.R. Abdullin, R.S. Khisamov, V.D. Skirda, B.I. Gizatullin, T.A. Zaripov // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 14-16 October 2014, Moscow, Russia. – Mode of access: DOI: http://dx.doi.org/10.2118/171205-MS.

8. SPE-176711-MS Musin, K. M. Evaluating Heterogeneity of Heavy Oil Viscosity According to NMR Core Analysis / K. M. Musin, T. R. Abdullin, R.S. Khisamov [Electronic resource] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. – Mode of access: DOI: http://dx.doi.org/10.2118/176711-MS.

9. SPE-182066-MS Estimation Viscosity and its Heterogeneity by NMR Logging Tool in Reservoir Conditions in Oilfield with Heavy Oil: Practical Results [Electronic resource] / K.M. Musin, T.R. Abdullin, T.V. Shipunov, R.S. Khisamov // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. – Mode of access: DOI: http://dx.doi.org/10.2118/182066-MS.

10. Мусин, К.М. Оценка вязкости тяжелой нефти методом ЯМР [Текст] / К.М. Мусин, Т.Р. Абдуллин, В.Д. Скирда // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы Межрегион. науч.-техн. конф., Ухта, 13-14 нояб. 2014 г. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 152-158.

11. О старых и новых проблемах интерпретации данных ядерного магнитного каротажа и результатов ЯМР исследований кернов [Текст] / В.Д. Скирда, М.М. Дорогиницкий, Б.И. Гизатуллин, Р.В. Архипов, Т.Р. Абдуллин, В.С. Дубровский, В. М. Мурзакаев // Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях : тр. Всерос. науч.-практ. конф., 30 сент. – 2 окт. 2014 г., г. Тверь. – М. : ВНИИгеосистем, 2014. – С. 113-115.

12. Мусин, К.М. Оценка вязкости нефти на основе исследований магнитно-релаксационных свойств флюида [Текст] / К.М. Мусин, Т.Р. Абдуллин // Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях : тр. Всерос. науч.-практ. конф., 30 сент. - 2 окт. 2014 г., г. Тверь. – М. : ВНИИгеосистем, 2014. – С. 115-129.

13. Определение вязкости сверхвязкой нефти в пластовых условиях по пробам, полученным из нефтенасыщенного керна [Текст] / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, А.В. Фомичев, О.С. Сотников, Ш.З. Шарипов, Т.Р. Абдуллин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 71-78.

14. Некоторые результаты ЯМР-исследований ООО «ТНГ-Групп» в битумных отложениях уфимского яруса на месторождениях СВН ПАО «Татнефть» [Текст] / Р.С. Мухамадиев, В.М. Мурзакаев, Л.А. Гарипова, Н.Н. Белоусова, В.С. Дубровский, В.Д. Скирда, М.М. Дорогиницкий, А.С. Александров, Т.Р. Абдуллин, Т.В. Шипунов, Р.Ш. Динмухамедов, Р.С. Хисамов // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» : 13-14 апр. 2016 г., г. Бугульма / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2016. – С. 99-102.

15. Абдуллин, Т.Р. Применение лабораторных ЯМР-исследований и ЯМК в сильном поле для оценки вязкости на месторождениях СВН [Электронный ресурс] / Т.Р. Абдуллин, К.М. Мусин, Т.В. Шипунов // EAGE Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 12 September 2016. – Режим доступа: DOI: 10.3997/2214-4609.201602255.