

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

КОЛЫЧЕВ ИГОРЬ ЮРЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ
СМАЧИВАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ВИЗЕЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ
СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ
РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА И ЭЛЕКТРОМЕТРИИ
СКВАЖИН**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и
газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук, профессор
Галкин С.В.

Пермь – 2019

Содержание

Введение	4
Глава 1. Анализ методических подходов оценки смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений	9
1.1. Влияние смачиваемости горных пород на фильтрационно-емкостные характеристики нефтяных залежей	9
1.2. Анализ методов изучения смачиваемости горных пород	15
1.3. Влияние смачиваемости пород на показания методов электрического каротажа	20
Выводы по главе	27
Глава 2. Оценка смачиваемости нефтяных коллекторов методом рентгеновской томографии керна	28
2.1. Методика оценки смачиваемости горных пород методом рентгеновской томографии керна	28
2.2. Результаты оценки смачиваемости визейских коллекторов Соликамской депрессии методом рентгеновской томографии керна	32
2.3. Сопоставление результатов оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии керна и анализа шлифов	38
Выводы по главе	45
Глава 3. Разработка методики оценки смачиваемости терригенных коллекторов Соликамской депрессии комплексированием методов рентгеновской томографии керна и электрометрии скважин	46
3.1. Возможности гидрофобизации коллекторов в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов визейских залежей нефти Соликамской депрессии	46
3.2. Сопоставление результатов оценки смачиваемости коллекторов методом рентгеновской томографии керна и методикой Тульбовича с данными электрометрии скважин	54
3.3. Формирование критериев выделения коллекторов различных типов смачиваемости по данным бокового электрического каротажа	61
Выводы по главе	65
Глава 4. Использование разработанной методики оценки смачиваемости коллекторов при геологическом моделировании нефтяных залежей	66

4.1. Построение геологических моделей визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии с учетом определений смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов	66
4.2. Оценка достоверности результатов применения разработанной методики на основе статистического анализа емкостных характеристик нефтяных залежей	90
Выводы по главе	96
Заключение	97
Список использованной литературы	100

ВВЕДЕНИЕ

Территория Соликамской депрессии, в Пермском крае, является перспективным районом нефтедобычи. Здесь открыт ряд перспективных месторождений. При удовлетворительных ФЕС эксплуатационных объектов (около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²) присутствуют легкие нефти ($\mu_n < 3$ мПа·с), что определяет высокие экономические перспективы. Месторождения, открытые здесь за последние десятилетия находятся на начальном этапе эксплуатации, при этом считаются достаточно перспективными. Так же потенциал новых открытий, согласно экспертным оценкам, весьма значителен [11,43,49].

Залежи визейского возраста (пласты Тл-Бб-Мл) в Соликамской депрессии, являются основным объектом разработки. Коллектора данных пластов представлены песчаниками и алевролитами. Т.к. территория находится в Предуральском краевом прогибе, вследствие эпигенетического уплотнения, породы имеют несколько пониженные емкостные свойства [50]. Диапазон пористости (Кп) – от 10 до 20%, нефтенасыщенность (Кн) колеблется от 0,5 до 0,92. В целом коллектора характеризуются неоднородностью по ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства), что в свою очередь ведет к усложнению условий разработки. Для данной территории успешность ГТМ (Геолого-технические мероприятия), оценена от 44 до 62% и несомненно может быть повышена [36].

Особенность геофизического разреза для данных залежей - чрезмерно высокие УЭС (удельное электрическое сопротивление) нефтенасыщенных пластов. Значения УЭС часто значительно превышают 200 Ом·м (не редко более 2000 Ом·м), что в целом нетипично для терригенных пород. На взгляд автора, участки высокоомного разреза связаны с гидрофобизацией нефтенасыщенных коллекторов. Присутствие таких участков диктует особенный подход к изучению особенностей геологического строения залежей и более тщательному выбору систем разработки, особенно касаясь организации системы ППД.

Актуальность проблемы

Актуальность диссертационного исследования определяется значительными запасами нефти визейских эксплуатационных объектов Соликамской депрессии. Для данных залежей установлены зоны с различными характеристиками продуктивности и приемистости геологического разреза, что может быть объяснено структурой смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов. Проблема оценки смачиваемости визейских коллекторов для территории исследования является нерешенной к настоящему времени задачей, что усугубляется низкой освещенностью геологического разреза кернавым материалом. Научное обоснование методов оценки смачиваемости по данным геофизических методов исследований скважин представляется весьма актуальной задачей как в теоретическом научном аспекте, так и в практическом плане.

Объект исследования

Визейские терригенные залежи нефтяных месторождений Соликамской депрессии.

Предмет исследования

Определение характера смачиваемости коллекторов по данным исследований керна и электрического каротажа. Особенности геологического строения визейских залежей нефти Соликамской депрессии с учетом оценки смачиваемости коллекторов.

Цель работы

Научное обоснование методов оценки смачиваемости визейских нефтенасыщенных коллекторов Соликамской депрессии с целью выделения участков с различным типом смачиваемости и повышения эффективности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей.

Основные задачи исследований

1. Анализ применяемых в настоящее время способов оценки смачиваемости горных пород.
2. Анализ и оценка возможностей применения метода рентгеновской томографии керна при оценке смачиваемости коллекторов.

3. Разработка комплексной методики оценки смачиваемости коллекторов визейских залежей Соликамской депрессии на основе электрического бокового каротажа.
4. Рассмотрение возможностей решения актуальных геологического моделирования нефтяных месторождений с применением результатов разработанной методики.

Научная новизна

1. Разработана методика оценки смачиваемости коллекторов на основе комплексирования метода рентгеновской томографии керна и электрического бокового каротажа.
2. Впервые установлено, что для визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии наблюдается зональность распространения гидрофильных и гидрофобных коллекторов.
3. Разработанная методика позволила для визейских залежей Соликамской депрессии повысить эффективность геологического моделирования с учетом выделения зон развития коллекторов гидрофильного и гидрофобного типа.

Практическая значимость работы

1. Разработанная методика позволяет для визейских залежей Соликамской депрессии оценивать смачиваемость и пространственную зональность распространения гидрофильных и гидрофобных коллекторов.
2. Выявленные закономерности пространственного размещения коллекторов различных типов смачиваемости позволяют выработать рациональный подход к процессу выработки запасов нефти.
3. Полученные качественные и количественные оценки параметров смачиваемости позволяют повысить достоверность геологического моделирования, что реализовано на примере визейских залежей нефти Шершневого и Сибирского месторождений.

Основные защищаемые положения

1. Способ определения смачиваемости горных пород методом рентгеновской томографии керна.
2. Методика оценки смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов по данным рентгеновской томографии керна и электрического бокового каротажа для визейских залежей Соликамской депрессии.
3. Установлена зональность развития гидрофильных и гидрофобных коллекторов для визейских залежей нефти Соликамской депрессии.

Апробация работы и публикации

Основные положения диссертации отражены в 8 научных работах, в том числе в 3 изданиях, индексируемых в международных базах цитирования WoS и Scopus, в 2 изданиях по списку ВАК. По материалам диссертационной работы в соавторстве получен 1 патент на изобретение.

Научные, методические и практические результаты, полученные в диссертации, доложены на следующих международных научно-практических конференциях: IX Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Геология в развивающемся мире" (Пермь, 2016); «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2017); Европейской ассоциации геологов и инженеров (EAGE) «ГеоБайкал» (Иркутск, 2018); «Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics» (Баку, 2018).

Фактический материал

Для достижения поставленной цели в работе использованы следующие основные материалы и данные:

- Результаты стандартных исследований керна в части определения пористости, остаточной водонасыщенности, проницаемости, смачиваемости для коллекторов визейских залежей Соликамской депрессии.

- Результаты анализа шлифов для коллекторов визейских залежей Соликамской депрессии.
- Результаты проведения исследований методом рентгеновской томографии керна.
- Данные исследований методом электрического бокового каротажа на 140 скважинах Шершневского и Сибирского месторождений.
- Геологические модели визейских залежей Шершневского и Сибирского месторождений.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 113 страницах машинописного текста, иллюстрирован 21 рисунком и содержит 8 таблиц. Список литературы включает 122 наименования.

Благодарности

Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю - профессору С. В. Галкину, а также благодарность за консультации над диссертацией доценту кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ П.Ю. Илюшину.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ОЦЕНКИ СМАЧИВАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Влияние смачиваемости горных пород на фильтрационно-емкостные характеристики нефтяных залежей

Способность твердого материала смачиваться определенной жидкостью, при условии присутствия данного флюида, характеризуется смачиваемостью. Показатель смачиваемости зависит от типа смачивающего флюида и структурно-энергетического формирования нефтяной залежи. Физико-химические свойства насыщающих жидкостей и содержание в них остаточной воды, структура порового пространства, природа породообразующих минералов, все это влияет на распределение гидрофобных и гидрофильных участков, их число и чередование. [52, 53]

Изначально горные породы, до миграции в них нефти, гидрофильны, т.к. известно, что породообразующие минералы в большинстве своем хорошо смачиваются водой. Вследствие продолжительного по времени контакта нефти с горной породой, происходят процессы селективной адсорбции активных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов. При вытеснении нефтяной фазой рассола с поверхности горной породы происходит изменение смачиваемости. Физический смысл гидрофобизации сводится к расклиниванию (разрыву) тонкой пленки реликтовой остаточной воды в порах. Состав нефти, водородный показатель pH и состав рассола влияет на характер и величину расклинивающего давления [2].

Абсолютно гидрофобными породами принято считать только твердые битумы и ископаемые угли. Наиболее гидрофильными породами в геологическом разреза являются глины. Соответственно глинизация коллекторов, в том числе глинистый цемент приводят к флинизации пород. Исключением являются глинистые нефтематеринские отложения, фобизация поверхности которых обусловлена наличием большого количества органики [2,4].

Песчаники, алевролиты и доломиты в сложнопостроенных коллекторах зачастую обладают избирательной смачиваемостью. В карбонатных породах гидрофобизация обычно объясняется влиянием постседиментационных процессов, образованием вторичной пористости, кавернозности, трещиноватости. В терригенных коллекторах возможность гидрофобизации возрастает с уменьшением глинистости и улучшением коллекторских свойств [7].

На формирование текущей нефтенасыщенности, процессы заводнения, капиллярную пропитку влияет состояние поверхности горных пород [58]. В литературных источниках нередко распространено суждение, что процессы вытеснения в гидрофильных коллекторах протекают легче чем в гидрофобных. Это связано с видом типичных графиков зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от коэффициента водонасыщенности, согласно которым при увеличении степени гидрофобизации графики ОФП по нефти смещаются влево [58]. В соответствии с этими соображениями для гидрофильных коллекторов возможно достичь больших величин коэффициентов вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$) чем для гидрофобных. Однако реальные характеристики вытеснения коллекторов с различными типами смачиваемости не столь очевидны.

С одной стороны, при организации закачки вода действительно будет значительно легче перемещаться в гидрофильном пласте. На начальных этапах добычи характеристики нефтеизвлечения гидрофильных коллекторов в целом заметно выше. Но это до прорыва воды к добывающим скважинам. После реализации заводнения, на более поздних этапах, в крупных порах при этом остаются целики невытесненной нефти. В этих случаях с целью повышения доизвлечения в гидрофильных пластах могут использоваться химические добавки, обеспечивающие преодоления сил смачивания путем искусственной гидрофобизации поверхности [122]. В противном случае при проникновении в поры с целиками нефти воды образуются водонефтяные смеси, реологические свойства которых резко изменяются в сторону увеличения вязкости флюидов [30].

В результате запасы таких нефтесодержащих участков не участвуют в процессе вытеснения.

В преимущественно гидрофобном пласте, напротив, за счет того, что нефть прилипает к поверхности пор, шансы непрерывной фильтрации к добывающей скважине увеличиваются. Т.е. нефть остается на поверхности пор и в небольших поровых каналах, что мешает движению воды в крупные поры за счет капиллярных сил [89].

Микроструктурная смачиваемость воздействует на водо- и нефтенасыщенность, фазовую и относительную фазовую проницаемости, капиллярное давление [71]. При этом поверхностные явления в различных условиях ФЕС могут оказывать неоднозначное влияние на нефтеотдачу пластов. Например, в работе [34] для коллекторов пластов ЮК 10-11 Талинского месторождения выявлено наличие 4 типов зависимостей ОФП по вытесняющей воде. Типизация при этом обусловлена структурой поверхности пород и типами проводящих каналов (капилляры или крупные поры) [34].

По данным лабораторных исследований также установлена неоднозначность влияния скорости вытеснения нефти водой на степень нефтеизвлечения для разных условий смачиваемости поверхности пород. В гидрофобном коллекторе повышение скорости фильтрации (градиента давления), как правило, приводит к увеличению величин $K_{\text{выт}}$. Исключением будет являться ситуация высокой проницаемости коллектора, когда ввиду малости капиллярных сил скорость фильтрации не будет оказывать значительное влияние на полноту выработки запасов, особенно при низких вязкостях нефти [74].

В гидрофильной пористой среде, вследствие ее микронеоднородности капиллярные силы оказывают большее влияние, чем в порах меньшего размера. Ввиду этого в нефтенасыщенные участки по мелким порам движется вода, а по порам крупного размера нефть может выталкиваться в водонасыщенные участки. В анизотропных коллекторах из-за неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нефтенасыщенные объемы могут оказываться за фронтом

вытеснения. Таким образом, в анизотропном гидрофильном коллекторе увеличение скорости фильтрации может приводить к снижению нефтеотдачи.

Таким образом, гидрофобные и гидрофильные породы отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород и динамикой процесса вытеснения нефти. Исследования влияния смачиваемости коллекторов на значения фильтрационных характеристик ($K_{\text{выт}}$, ОФП и др.) проведены в работах [7,19,31,66,73,75,78,81].

В обычных условиях микроструктурная смачиваемость очень разнородна на уровнях отдельных пор и капилляров. При этом часть поверхностей имеет контакт с нефтью, и водная пленка может быть разорвана. В итоге участки низкопроницаемых горных пород могут остаться гидрофильными, при том, что соседние пласты лучше смачиваются нефтью. Даже в образце керна может присутствовать различная смачиваемость с разными типами поверхности.

При смешанном характере смачиваемости, принято считать, что крупные поры с большей вероятностью гидрофобны, а мелкие, окружающие точки контактов зерен породы – гидрофильны [105]. Такая ситуация будет наблюдаться, если капиллярные силы полностью определяют двухфазный поток в пласте. В этом случае нефть и вода в поровой структуре разделены жесткими межфазными поверхностями раздела и текут по поровым сетям гидродинамически не связанным друг от другом. Вместе с тем в работе [25] в результате экспериментов установлено, что в породах со смешанной смачиваемостью нефть изначально возникала в самых крупных порах. Однако из экспериментов также следует, что в естественных условиях гидрофобность смешанных по смачиваемости кернов может быть связана как с большими, так и мелкими порами [25].

Важно отметить, что по сравнению с кварцем, карбонатные минералы характеризуются большей гидрофобностью [51], поэтому степень гидрофобизации коллекторов в карбонатном нефтеносном разрезе выше по сравнению с терригенным. Для основных нефтедобывающих районов Пермского

края, такие как Башкирский свод, Бымско-Кунгурская впадина и др., это в целом характерно [32]. При этом согласно данным работы [32], для Соликамской депрессии изучаемой в данной диссертации, в среднем терригенные коллекторы по сравнению с карбонатными более гидрофобны. Для терригенных $M_{sp}=0,22$ и для карбонатных $M_{sp}=0,31$.

При разработке визейских коллекторов Соликамской депрессии используют поддержание пластового давления (ППД) с помощью закачки воды в пласт, а также с применением нестационарных методов закачки [80]. Смачиваемость пород может измениться, в связи с нарушением исходного равновесного состояния из-за интенсивного заводнения пластов. В связи с этим, достоверная оценка смачиваемости очень важна именно для залежей, разрабатываемых с системой ППД.

Проведенный анализ разработки визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии показал характерное сильное снижение пластового давления. Это происходит из-за применения методов интенсификации отборов, активно применяемых на эксплуатационных объектах. Что в свою очередь в ряде случаев не полностью компенсируется ППД. Так же следует отметить, что для визейских залежей присутствуют участки удовлетворительно и неудовлетворительно принимающие воду, что в работе [72] связано с гидрофобизацией горной породы.

Лабораторные исследования кернa среднезернистых песчаников, взятых с одного из месторождений Соликамской депрессии показали, что наличие в породе битуминозного цемента, вместо глинистого, привело к гидрофобизации коллектора и увеличению толщины не участвующего в фильтрации слоя связанной нефти в 3-5 раз [84]. Аналогичные примеры влияния характеристик смачиваемости на степень вытеснения нефти закачиваемой водой, когда методы заводнения могут быть не оптимальны при конкретной смачиваемости коллекторов рассмотрены в работе [2].

Важно подчеркнуть важность поставленной проблемы как в теоретическом, так и практическом аспектах. Фактор гидрофобизации нефтенасыщенных

коллекторов влияет ключевую роль при оптимизации разработки месторождений путем заводнения [3,5]. Например, в Соликамской депрессии для визейских эксплуатационных объектов характерна проблема существования локальных зон не достаточно эффективной закачки воды ввиду резкого снижения приемистости нагнетательных скважин, что может являться следствием влияния гидрофобизации коллекторов [72]. Помимо этого, зоны коллекторов с различными типами смачиваемости, будут значительно отличаться и в характеристиках добычи нефти.

Таким образом, смачиваемость является одним из основных параметров, определяющих положение и распределение потоков флюидов в пустотном пространстве коллекторов. От достоверности определения смачиваемости зависит выбор способа и последующая эффективность добычи нефти, в особенности в процессе вторичных и третичных методов добычи нефти.

Необходимо заметить, что вплоть до настоящего времени информация о типе смачиваемости коллектора практически не используется при проектировании разработки данных объектов, хотя смачиваемость несомненно влияет на процессы заводнения, капиллярную пропитку и распределение остаточных запасов. С учетом этого, несомненно, что прикладная задача оконтуривания объемов визейских коллекторов гидрофобного типа несомненно является для территории исследования весьма актуальной. Для визейских залежей Соликамской депрессии тип смачиваемости коллектора должен иметь определяющее практическое значение при планировании ГТМ как на добывающем, так и нагнетательном фонде скважин.

1.2. Анализ методов изучения смачиваемости горных пород

Прямых методов оценки смачиваемости не существует. Существующие методы, такие как метод Амотта, адсорбционные методы, метод центрифугирования, кривых капиллярного давления, изометрической сушки являются косвенными. Основные методики определения смачиваемости описаны в работах [59, 95]

В отечественной нефтяной промышленности к настоящему времени смачиваемость пород определяется в основном согласно ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород» [60]. Сущность данного метода, предложенного Б.И. Тульбовичем, состоит во взаимозависимости вытесняемых объемов углеводородной и водной фаз за счет проявления капиллярных сил и гидродинамического давления.

В Пермском крае подавляющее большинство оценок смачиваемости проведено именно методом Тульбовича. Первоначально сухие образцы под вакуумом насыщают дистиллированной водой, с определением массы образцов, погруженных в воду методом гидростатического взвешивания. Затем насыщенные дистиллированной водой образцы погружаются на 20 часов в керосин с определением их массы в воде. Далее в течение 30 минут производится центрифугирование с определением массы образцов в воде (P_3) и погружение на 20 часов в дистиллированную воду также с определением их массы (P_4). На последнем этапе образцы центрифугируются в течение 30 минут в стакане с дистиллированной водой с определением массы в воде (P_5).

Показатель смачиваемости рассчитывается по формуле: $M = \frac{P_4 - P_3}{P_5 - P_3}$

Показатель M по мере увеличения гидрофильности пород ранжирует их на гидрофобные (M от 0 до 0,2); преимущественно гидрофобные (M от 0,2 до 0,4); промежуточной смачиваемости (M от 0,4 до 0,6); преимущественно гидрофильные (M от 0,6 до 0,8); гидрофильные (M от 0,8 до 1) [60].

Длительный опыт лабораторных испытаний метода выявил ряд проблемных моментов его использования. Главным из них является неустойчивость

вследствие эффекта капиллярной пропитки оценки массы образца в дистиллированной воде после центрифугирования. Также осложняющими факторами является необходимость моделирования остаточной водонасыщенности в образцах при неизменных условиях центрифугирования. Определение показателя M в присутствии остаточной воды зависит от ее количества и состава в поровом объеме, что предполагает условие близость характеристик в эксперименте к пластовой начальной водонасыщенности. Существенным недостатком также является при донасыщении образца керосином необходимость контроля равенства суммы объемов остаточной воды и керосина [76].

В связи с этим, Г.П. Хижняком предложено усовершенствование метода в части изучения смачиваемости поверхности без процедуры моделирования остаточной водонасыщенности [77]. Вместе с тем, на взгляд автора, показатель M и в этом случае скорее качественно, чем количественно указывает на предпочтение породы смачиваться водой и керосином. При этом определение количественных объемов заполнения пор в различных условиях методикой не предусмотрены. Гидрофильные породы (в зоне M близких к 0) оцениваются методом достаточно надежно, что не совсем верно при рассмотрении более гидрофобных пород.

В работах [21,54] проведено сопоставление результатов оценки смачиваемости различными методами. При сравнении метода Тульбовича (показатель M) с методом изотермической сушки (коэффициент гидрофобизации θ_n) установлено не полное их соответствие, хотя отмечена высокая коррелированность результатов [54]. Можно сделать вывод, что для образцов с избирательной смачиваемостью методика Аммота показала большую достоверность по сравнению с результатами оценки параметра M , это отражено в работе [21]. Согласно анализу результатов работы [21] в целом показатель M завышает гидрофобность по сравнению с методикой Аммота.

В ряде работ отмечается, что при определении смачиваемости на экстрагированном керне, в результате действия растворителей углеводов

физико-химические свойства пород меняются, преимущественно в сторону их гидрофилизации [21, 78]. Решение этого вопроса весьма актуально, так как все эксперименты по определению характеристик вытеснения нефти, как правило, проводятся на образцах после их горячей экстракции. С учетом этого в работе [78] сделаны рекомендации о проведении экспериментов по определению коэффициента вытеснения на неэкстрагированном керне.

На взгляд автора диссертации, изменение смачиваемости в результате экстракции керна является сомнительным утверждением. Это показали, например, эксперименты Б.И. Тульбовича, согласно которым, влияние как горячей, так и холодной экстракции на смачиваемость образцов меняется незначительно. Значительно большие изменения смачиваемости возможны при прокаливании образцов (температура выше 500°C) [74]. В тоже время, очевидно, что на результаты оценки ФЕС неэкстрагированного керна будут, как минимум, влиять нерастворенные остатки, выпавшие в твердую фазу в поверхностных условиях из заполняющих породу пластовых флюидов.

Обобщая информацию по данным лабораторной оценки смачиваемости, заметим, что все стандартные методы являются косвенными, а их количественные оценки часто основаны на различных физических процессах. В этой связи перспективными при оценке смачиваемости на керне представляются методы неразрушающего контроля, прежде всего рентгеновская томография. Данный метод позволяет визуализировать поровое пространство горных пород и при соответствующих настройках оценивать степень проникновения различных флюидов в образцы керна.

Впервые проведены эксперименты по изучению смачиваемости образцов на сканирующем электронном микроскопе проведены в 1997 г. [114]. В дальнейшем при проведении потоковых исследований фильтрационное оборудование было модернизировано, и контроль за распределением потоков флюидов осуществлялся при помощи 2D-томографа [101,102,115]. На современном этапе томографические исследования смачиваемости осуществляются компанией «Schlumberger», в том числе на полноразмерных кернах (до 5,25 дюйма в диаметре). Исследования на

кернх при этом проводятся путем комплексирования метода ядерно-магнитного резонанса и компьютерной томографии [108].

Наиболее информативным при изучении смачиваемости пород по данным геофизических исследований скважин (ГИС) является метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), применение которого в большей степени освещено в иностранных источниках [88,92,97,98,106,107,109,112,120]. Однако в Пермском крае интенсивная битуминозность коллекторов является относительно редким явлением, в связи с чем ЯМР не входит в обязательный комплекс ГИС. В связи с этим исследования ЯМР в основном проводятся только на керне [33], а в скважинах носят эпизодический характер.

Исследуемые в данной диссертационной работе визейские пласты Соликамской депрессии, представлены в основном пластами толщиной от 1 до 3 метров. Представляют собой мелкозернистые и средне-мелкозернистые песчаники, характеризующимися низким коэффициентом глинистости порядка 1-5%. Так же особенностью данного разреза является аномально высокие значения удельного электрического сопротивления для нефтенасыщенных пластов, которые могут превышать значения в 200 Ом·м, а иногда и 2000 Ом·м. Эта аномалия встречается очень редко для терригенных пород.

Согласно литературным источникам обобщающим данные ГИС для различных территорий, величины УЭС для терригенных нефтеносных пластов обычно составляют 5-20 Ом·м, не превышая значения в 120 Ом·м. [37,64,61,82]. Вместе с тем известны, хоть и редкие, примеры повышенных УЭС как для отечественных [56,57] так и зарубежных [94] месторождений. К таким исключениям также можно отнести высокие УЭС отложений нефтегазоматеринской баженовской свиты (УЭС иногда достигает 3000 Ом·м), что увязывают с их гидрофобностью. Гидрофобизация пород баженовской свиты увязывается с большим содержанием органического материала, а также с ее тонкослоистым строением (толщины пропластков составляют 0.4-0.6 м) [48].

Известно, что УЭС нефтеносных коллекторов определяется объемом и структурой порового пространства занятого водной фазой. При этом, в отличие от

гидрофильного пласта, в гидрофобном коллекторе непрерывность водной фазы может быть нарушена, что ведет к уменьшению проводимости электрического тока.

Таким образом, существуют предпосылки оценки смачиваемости пород по данным электрического каротажа. В отличие от ЯМР электрические методы входят в стандартный комплекс ГИС, полностью характеризую геофизический разрез всех скважин.

Установление закономерностей влияния смачиваемости на электрические свойства горных пород имеет важное практическое значение, так как позволяет оценивать смачиваемость в каждой скважине по ГИС практически для любого интервала геологического разреза.

1.3. Влияние смачиваемости пород на показания методов электрического каротажа

Как было показано выше, в визейских отложениях для одних и тех же нефтяных залежей Соликамской депрессии встречены интервалы как высокоомного (более 200 Ом·м), так и низкоомного (менее 100 Ом·м) разреза. Согласно работе [63] высокоомный разрез может быть характерен для мерзлых пород. Однако температура в визейских отложениях Соликамской депрессии составляет порядка 29-33°C. Причем даже в экспериментах с закачкой холодной воды температура никогда не опускалась ниже 12°C, что не допускает существование мерзлых для рассмотренных залежей.

Соответственно крайне высокие значения УЭС указывают либо на низкую водонасыщенность пористой среды, либо на наличие разрывов в водной фазе, что как раз проявляется в гидрофобных системах [74]. Как считает автор, высокие значения УЭС связаны с гидрофобизацией коллекторов, а низкоомный разрез – преимущественно гидрофильными породами. На данный момент добывающими организациями аномальный УЭС не учитывался, и проектные решения обосновываются без учета характера смачиваемости коллекторов.

Как известно, удельное электрическое сопротивление горных пород не зависит от их минерального состава, так как породообразующие элементы (кварц, полевой шпат и др.) обладают высоким сопротивлением ($\rho_{п}$ от 1010 до 1015 Ом·м) [40]. Сопротивление воды ($\rho_{в}$) в зависимости от концентрации, минерализации солей и температуры составляет от 0,01 до 1 Ом·м, что на много порядков меньше сопротивления минерального скелета [45].

В нефтенасыщенной породе нефть, замещая объем порового пространства, повышает УЭС, а проводимость коллекторов зависит от объема и структуры порового пространства породы, занятой водной фазой. В гидрофобном пласте непрерывность водной фазы может быть нарушена, что ведет к росту УЭС.

УЭС горной породы (для неглинистых коллекторов) можно представить, как:

$$\rho_{п} = \rho_{в} \cdot T \cdot K_{п}^{-m} \cdot K_{в}^{-n},$$

где ρ_v – сопротивление пластовой воды, Ом·м; T – извилистость токопроводящих каналов; $K_{п}$ – коэффициент пористости, д.е.; m – структурный коэффициент; K_v – коэффициент водонасыщенности, д.е.; n – показатель смачиваемости.

В работе [38] на основе алгоритма из работы [100] сделаны выводы, что для гидрофильных песчаников на УЭС наибольшее влияние оказывают m , K_v и $K_{п}$ [38]. Автором диссертации проведены расчеты значений $\rho_{п}$ для пласта Бб Шершневого месторождения в 3 вариантах ФЕС коллекторов: с минимальными; принятыми Государственным балансом запасов (средние); с максимальными. В расчетах фактические значения ФЕС и $\rho_v=0,045$ Ом·м взяты из проектного документа [17].

Показатели T и m согласно теоретическим расчетам и экспериментам для среднесцементированных песчаников изменяются в следующих диапазонах: T от 1,4 до 2,4 единиц [9]; m от 1,5 до 2 [23]. Соответственно в расчетах по мере усложнения структуры порового пространства приняты следующие величины: $T=1,4$ и $m=1,5$; $T=1,9$ и $m=1,75$; $T=2,4$ и $m=2$.

Показатель n является составной частью уравнения Арчи, связывающих $K_{ов}$ и УЭС: $P_n=1/(K_{ов})^n$, где параметр насыщения $P_n = \rho_{пп}/\rho_{вп}$.

Согласно литературным данным n составляет в гидрофильных коллекторах – от 1,3 до 2; с промежуточной смачиваемостью – от 2,5 до 5; для гидрофобных – более 5 [1,22].

Одним из путей использования УЭС при оценке $K_{ов}$ гидрофобных коллекторов может являться введения в уравнение Арчи поправки за сообщаемость пор, заполненных водой. Когда этот коэффициент равен нулю модель соотносится с уравнением Арчи [39].

Расчет УЭС горных пород в зависимости от емкостных и структурных характеристик порового пространства

	$K_{\Pi}=0,106; K_{\text{об}}=0,494$			$K_{\Pi}=0,165; K_{\text{об}}=0,104$			$K_{\Pi}=0,201; K_{\text{об}}=0,076$		
	$T=1,4$ $m=1,5$	$T=1,9$ $m=1,75$	$T=2,4$ $m=2$	$T=1,4$ $m=1,5$	$T=1,9$ $m=1,75$	$T=2,4$ $m=2$	$T=1,4$ $m=1,5$	$T=1,9$ $m=1,75$	$T=2,4$ $m=2$
	$\rho_{\Pi}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$								
$n=1,3$	5	11	24	18	38	75	20	40	76
$n=2$	7	18	39	87	185	365	121	245	463
$n=3$	21	36	80	836	1779	3526	1593	3228	6090

Абсолютно гидрофобными ($n>5$) принято считать лишь твердые битумы и ископаемые угли, а также в ряде случаев породы нефтегазоматеринских толщ. Поэтому в работах [2,110] для гидрофобных коллекторов рекомендуется принимать значения $n>2$. Для расчетов, автором диссертации, приняты следующие значения показателя смачиваемости: для гидрофильных – $n=1,3$, с промежуточной смачиваемостью – $n=2$ и для гидрофобных – $n=3$. Результаты расчетов из работы автора диссертации [41] сведены в таблицу 1.1.

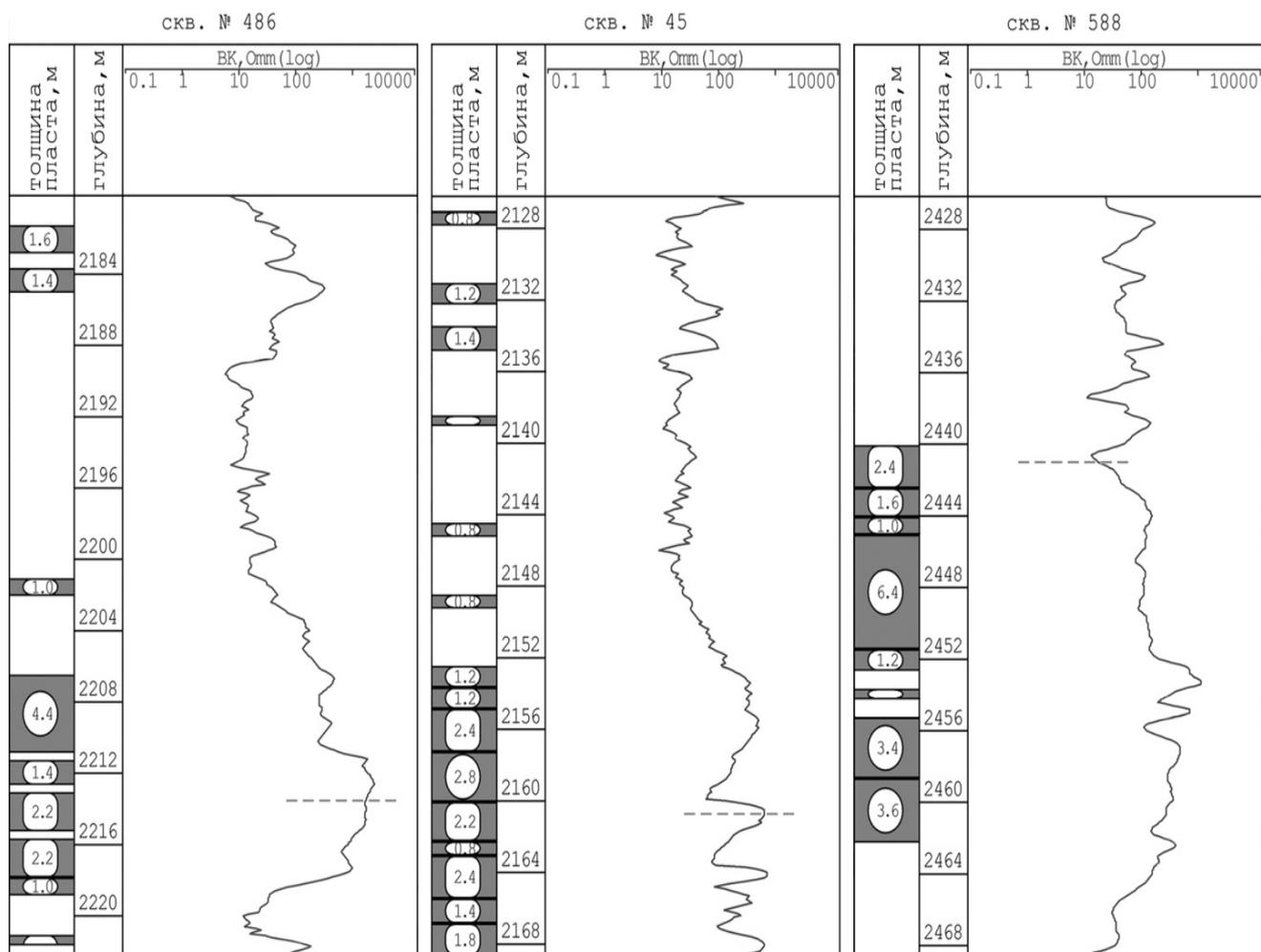
Из таблицы 1.1 видно, что в наибольшей степени на расчетные величины УЭС влияет именно показатель смачиваемости. При этом для гидрофильных пород во всех случаях расчетные значения УЭС ограничены 80 Ом·м. Для гидрофобных пород, напротив, при высоких ФЕС вне зависимости от T и m УЭС очень велики. При промежуточной смачиваемости пород на УЭС в большей степени начинает влиять структура порового пространства пород, но при низких ФЕС значения УЭС не превышают 80 Ом·м даже при высоких показателях смачиваемости ($n=3$). Приведенные расчеты показывают теоретический диапазон возможных УЭС в зависимости от ФЕС, структуры порового пространства пород и их смачиваемости.

При проведении ГИС наиболее достоверным для определений УЭС пород представляется электрический боковой каротаж (БК). Это особенно проявляется в высокоомном разрезе, где малоэффективен индукционный каротаж (ИК). Благодаря применению экранирующих электродов при БК достигается уменьшение влияния промывочной жидкости, снижаются экранирующие эффекты, что позволяет исследовать пласты малой толщины [20, 46]. Метод эффективен в условиях геологических разрезов с частым чередованием пластов, его максимальная вертикальная разрешающая способность составляет 50 см.

В результате для визейских отложений БК более эффективен в сравнение с обычными электрозондами, так как позволяет уверенно оценивать маломощные пласты даже в менее благоприятных условиях ($\rho_{п}/\rho_{с}$). Кондиционными для количественной оценки УЭС пород методом БК являются данные скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением $\rho_{с}$ от 0,03 до 3 Ом·м для интервалов с толщинами пропластков более 0,8 м [13].

На рис.1.1 приведены примеры исследований методом БК ряда скважин, из которых видно, что для нефтенасыщенных пластов могут наблюдаться как аномально высокие УЭС (интервал 2207-2219 м скважины 486; интервал 2152-2168 м скважины 45), так и стандартные менее 100 Ом·м (интервал 2127-2149 м скважины 45; интервал 2440-2462 м скважины 588). Причем величины УЭС в визейских отложениях Соликамской депрессии могут кратно изменяться даже в пределах разреза одной скважины (рис.1.1). Как было показано выше, аномально высокие УЭС нефтенасыщенных коллекторов в диссертации отождествляются с их гидрофобизацией.

Для установления значимых различий пространственного распределения флюидов гидрофильных и гидрофобных пород проведен анализ петрофизических характеристик на примере коллекции образцов керна визейских отложений Уньвинского, Шершневого и Сибирского месторождений.



----- Глубина отбора исследуемого томографией образца керна

Рис.1.1. Диаграммы бокового каротажа для визейских залежей Соликамской депрессии

Основные петрофизические характеристики образцов керна визейских коллекторов Соликамской депрессии

№ образца керна	K_n , %	k , мкм ²	$K_{ов}$, %	M , д. ед.	УЭС _в , Ом*м	УЭС _{ов} , Ом*м	УЭС, Ом*м
84911	21,5	0,749	4,5	0,02	1,5	220	3000
91712	21,4	0,379	5,2	0,02	1,1	94	1800
66541	13,5	0,055	12,2	0,03	1,9	137	620
120413	11,4	0,023	14,0	0,30	4,0	36	80
103699	14,7	0,088	13,1	0,65	2,5	24	710
59578	13,0	0,150	5,2	0,02	3,1	95	370
101116	13,6	0,143	14,4	0,41	2,1	133	120
114022	17,4	0,276	8,4	0,80	2,2	56	нет данных
102120	14,1	0,107	5,4	0,02	1,8	90	75
108484	14,6	0,147	7,1	0,82	2,7	76	100
112526	18,1	0,335	9,3	0,03	2,3	25	17
109213	15,6	0,189	12,7	0,18	2,0	30	17

Для каждого образца керна определялись открытая пористость (K_n), абсолютная проницаемость (k), коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), удельное электрическое сопротивление водонасыщенного образца (УЭС_в) и образца с остаточной водой (УЭС_{ов}). Характеристики кернов сопоставлялось с сопротивлениями интервалов коллекторов по данным БК, из которых отбирались керны (УЭС). Исходные данные для анализа приведены в таблице 1.2.

Отобранные для петрофизических исследований образцы керна нефтенасыщенных коллекторов имеют широкий диапазон варьированием ФЕС: K_n от 11,4 до 21,5% (среднее значение 15,7%), k от 0,023 до 0,749 мкм² (среднее значение 0,220 мкм²), $K_{ов}$ от 4,5 до 14,4% (среднее значение 9,3%). Для всех

образцов известна смачиваемость по методу Тульбовича. Из определений $УЭС_v$ видно, что все насыщенные моделью пластовой воды образцы имеют низкие значения, что подтверждает их отношение к проницаемой части разреза. При моделировании в образцах остаточной водонасыщенности диапазон $УЭС_{об}$ заметно расширяется именно ввиду различий в их смачиваемости.

Анализ $УЭС$ интервалов коллекторов по данным ГИС показывает, что в ряде случаев установлены аномально высокие величины, в трети случаев превышающие 600 Ом·м (таблица 1.2).

Необходимо отметить, что на результаты оценки $УЭС$ по керну влияет его подготовка к лабораторным экспериментам (экстракция, нагрев и др.), а при определениях по ГИС существует влияние как соседних пластов, так и технологических условий бурения (буровой раствор и др.). Еще большие различия связаны с несоответствием изучаемых объемов пород. Керн характеризует лишь первые сантиметры $УЭС$ горной породы, тогда как данные ГИС – в пределах первых метров пласта. Учитывая большую представительность информации по данным ГИС, очевидно, что определения по ГИС являются более достоверными при оценке смачиваемости пород.

Выводы по главе

Выполненный анализ методических подходов оценки смачиваемости позволяет заключить следующее:

- смачиваемость значительно влияет на ФЕС и характеристики вытеснения нефтенасыщенных коллекторов;
- для территории Соликамской депрессии для терригенных визейских коллекторов характерно развитие различных типов смачиваемости (гидрофильных, гидрофобных, смешанных);
- стандартные методы оценки смачиваемости на керне являются косвенными, а их количественные оценки часто основаны на различных физических процессах;
- при оценке смачиваемости на керне перспективными являются методы неразрушающего контроля, прежде всего рентгеновская томография;
- существует влияние смачиваемости пород на их электрические свойства, аномально высокие удельные электрические сопротивления пород могут быть связаны с их гидрофобизацией;
- в высокоомном геофизическом разрезе среди методов ГИС наиболее надежным для определений УЭС пород является электрический боковой каротаж.

ГЛАВА 2. ОЦЕНКА СМАЧИВАЕМОСТИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА

2.1. Методика оценки смачиваемости горных пород методом рентгеновской томографии керна

Как было показано выше, перспективным методом оценки смачиваемости на кернах является метод рентгеновской томографии керна, принцип действия которого основан на зависимости степени поглощения рентгеновского излучения от плотности горной породы и ее емкостного пространства. При этом путем обобщения с помощью программных средств серии двумерных рентгеновских изображений получают объемное изображение объекта. Снимок представляет собой полутонные изображения от светло серого до черного, в которых яркость характеризует степень поглощения рентгеновского излучения в результате фотоэффекта и комптоновского рассеяния. Преобразование двумерных снимков в трехмерное изображение происходит с помощью алгоритмов, разработанных на основании преобразования Радона.

Для изучения емкостного пространства горных пород метод рентгеновской томографии применяется с 80-х годов 20-го века [118,119,121]. В настоящее время исследования методом томографии для решения геологических задач проводятся в специализированных промышленных рентгеновских томографах с веерным пучком, неподвижной трубкой, матрицей, вращающимся столиком и свинцовым кабинетом. Первоначально исследования проводились исключительно за рубежом (Австралия, США, Великобритания, Германия, Норвегия, Польша). Примерами таких работ могут служить [87,90,99,103,104,111,113]. В России исследования методом рентгеновской томографии керна проводятся с 2000-х годов в России [24,27,28,44,67, 86,93,96,116].

Размеры изучаемых методом образцов и его разрешающая способность зависят, прежде всего, от технических характеристик томографов (габариты детектора, расстоянием до приемника, мощность рентгеновской пушки). При

возрастании значений разности потенциалов увеличивается проникающая способность рентгеновских лучей. Однако при этом уменьшается разрешающая способность метода ввиду увеличения размера фокусного пятна. Исследования методом рентгеновской томографии можно разделить по уровням детальности исследования вещества. Изучение полноразмерного керна ($d=100$ мм) проводится с целью изучения макронеоднородностей строения керна размером более 0,4 мм. Томография стандартных петрофизических образцов ($d=30$ мм) позволяет изучить геометрию пустотного пространства (поры, каверны, трещины). Исследования образцов диаметром менее 30 мм (d от 5 до 15 мм), а также шламов соответствует микро- и наноуровню, позволяя в том числе изучать минеральный состав горных пород [29].

При поставленной задаче изучения насыщения порового пространства использование полноразмерных образцов не обеспечит необходимую детальность исследований. К тому же масштабные эффекты, которые описаны на примере карбонатных коллекторов (макрокавернозность, трещиноватость) в работе [21], не играют в терригенных коллекторах значимой роли. Соответственно томографические исследования на полноразмерных кернах в данном случае нецелесообразно. Что касается исследований пород на микро- и наноуровнях, то для таких задач более перспективен метод электронной сканирующей микроскопии [117], который значительно более достоверно позволяет определить химический состав минеральных зерен и включений.

Поэтому для решения поставленных задач наиболее целесообразно проводить исследования на стандартных кернах, что позволяет исследовать их пустотное пространство (поры, каверны, трещины) [90,111]. Исследования стандартных образцов также позволяют оценить влияние структуры пустотности керна на характер распределения жидкости, электрических и акустических свойств [87].

Характеристики томографа (рабочая разность потенциалов, максимальная мощность и др.) должны подбираться в зависимости от размеров изучаемых образцов. Полностью удовлетворяет техническим условиям рентгеновской

томографии стандартных образцов система «Nikon Metrology» ХТ Н 225, имеющая рабочую разность потенциалов установки с верхним порогом до 225 кВ и конструктивно позволяющая менять расстояние от рентгеновской трубки до приемника. Данная модель хорошо зарекомендовала себя при проведении томографических исследований за рубежом, ввиду чего использовалась в данной диссертации. Для визуализации 3D-моделей томографических снимков при этом применялся программный продукт «Avizo Fire» [91]. При стандартных размерах зерна томография позволяет визуализировать фрагменты структуры емкостного пространства с минимальным размером 0,04 мм.

Методика оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии впервые предложена в работе [26]. Суть заключается в сопоставлении томограмм зерна в сухом и насыщенном раствором йодида натрия (NaI). Раствор NaI, имея с пластовой водой одинаковые фильтрационные характеристики, при этом выступает ее аналогом. Использование NaI в качестве рентгеноконтрастного раствора обусловлено близостью его рентгеновской плотности к горной породе и резким отличием с характеристикой порового пространства в сухом состоянии [87].

Недостатком метода по установлению смачиваемости образцов зерна из работы [26] является то, что определяется поровый объем всего образца, в том числе и у поверхностных слоев. В этом случае вследствие боковой пропитки образцов невозможно количественно оценить поровые объемы, насыщенные и нет раствором NaI. С учетом этого технология при участии автора диссертации доработана, на метод оценки смачиваемости по данным томографии зерна получен патент [12]. Основные положения патента сводятся к следующему.

На первом этапе после экстракции зерна от нефти и высушивания до стабилизации массы (менее 4-х часов) проводится его томографирование. Затем зерно насыщается раствором NaI (концентрацией 300 г/л) путем постепенного заполнения камеры с образцом в условиях вакуума не менее 3-х часов. После этого проводится повторное томографирование. Томографирование сухих и

насыщенных образцов производится при идентичных параметрах (расстояние до рентгеновской пушки и детектора томографа и др.).

На следующем этапе сравниваются томограммы (3D-реконструкции) сердцевин сухого и насыщенного образцов. Объемы сравниваемых друг с другом сердцевин определяются на расстоянии 3-5 мм от верхнего и нижнего торцев образца и 5-6 мм от боковых сторон образца. В сухом состоянии по мере снижения рентгеновской плотности белым цветом отображаются наиболее рентгеноконтрастные включения, серым – скелет горной породы, черным – поровое пространство (заполнено воздухом). В насыщенном раствором NaI образце в случае пропитки цвет на томограммах в порах меняется на светло-серый, а при отсутствии пропитки объемы образца, занятые порами не меняют цвет, оставаясь черными [12]

Предложенный подход позволяет рассчитать показатель пропитки как: отношение разности объема пор между сухим V_1 и насыщенным образцом V_2 к объему пор в сухом образце V_1 , по следующей формуле:

$$K_{\text{проп}} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} * 100\%$$

По величине $K_{\text{проп}}$ образцы керна ранжируются по степени смачиваемости в диапазонах менее 10% как гидрофобные; от 10 до 50% – преимущественно гидрофобные; от 50 до 90% – преимущественно гидрофильные; более 90% - гидрофильные [12].

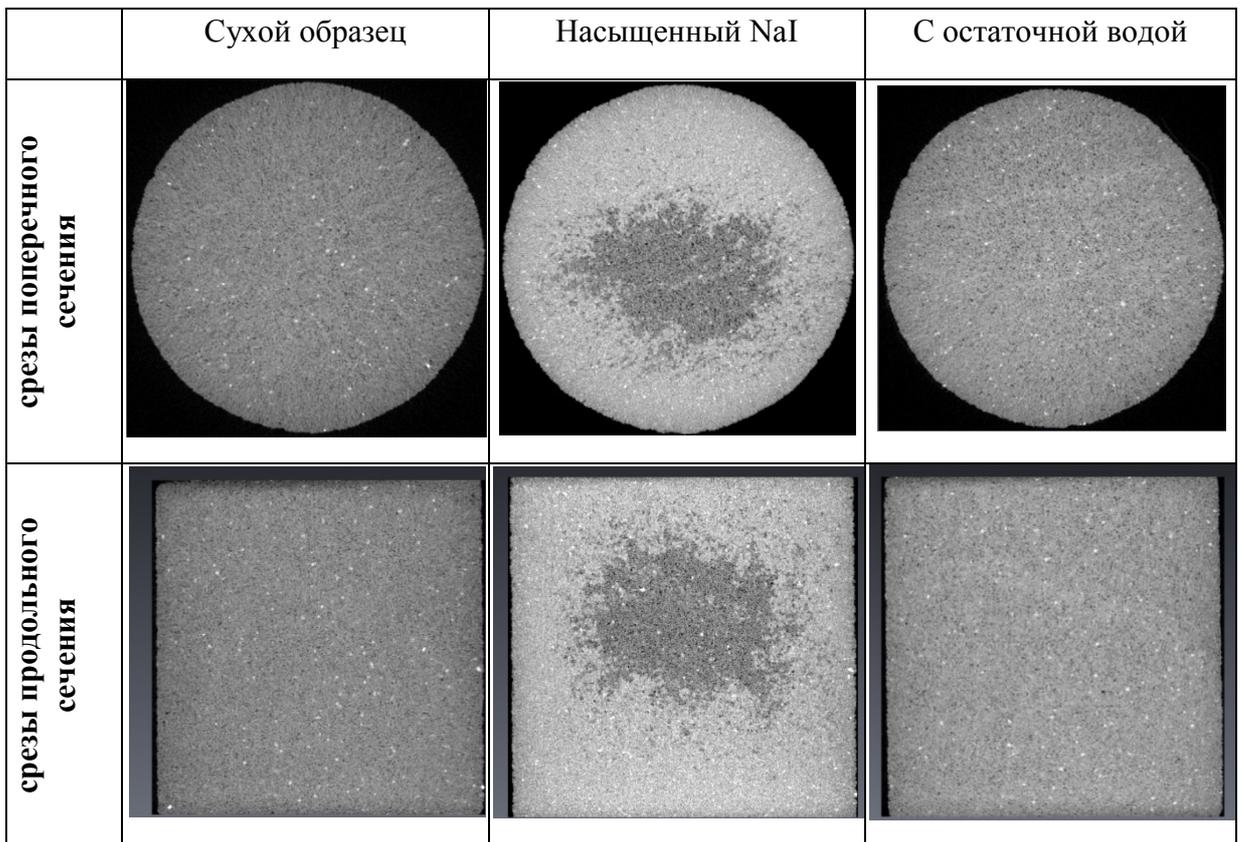
2.2. Результаты оценки смачиваемости визейских коллекторов Соликамской депрессии методом рентгеновской томографии керн

Описанная выше методика применена для оценки смачиваемости 12 цилиндров керн, отобранных из визейских отложений месторождений Соликамской депрессии.

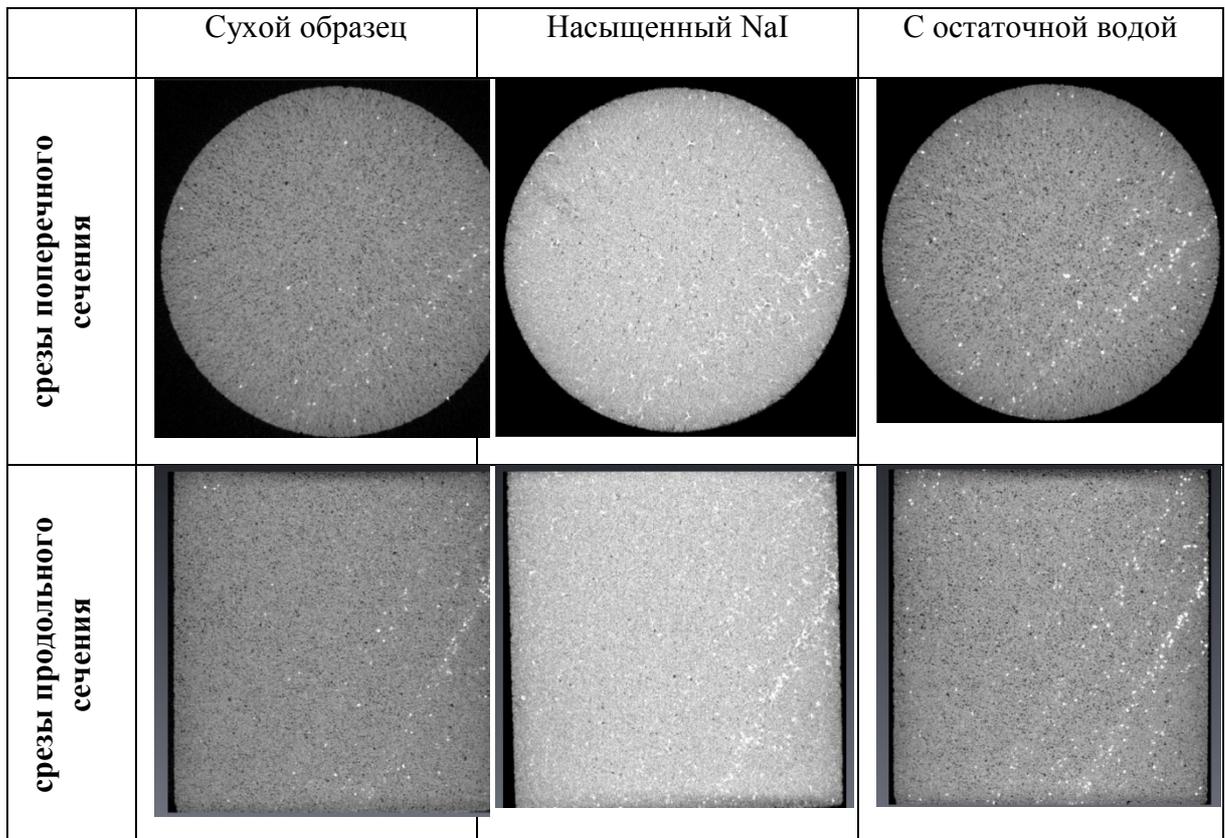
На рис.2.1 приведены 2D-срезы продольного и поперечного сечения для предельно различных условий промывки раствором NaI. На 2D-срезах образцы представлены в различном состоянии во время томографирования: сухой образец, насыщенный NaI, с остаточной водой. На рисунках в сухом состоянии в образцах цветовой гаммой выделяются: темно-серый до черного – заполненные воздухом пустоты; серым и светло-серым – минеральный каркас горной породы, белым – минеральные включения повышенной плотности. Изображения образцов с остаточной водой в связи с ее относительно невысоким содержанием фактически не отличаются от сухих образцов.

При сканировании образцов после насыщения раствором NaI вид томограмм отличен для гидрофобных и гидрофильных образцов керн. В первом случае светло-серому оттенку соответствует минеральный каркас горной породы, а гидрофобная поверхность выделяется темно-серым цветом (рис.2.1.а). Недонасыщение пустотного пространства ввиду низкой смачиваемости поверхности породы происходит в центральной части образцов. При этом вследствие неоднородности смачиваемости пород на микроуровне некоторая часть объема и здесь заполнена раствором NaI (рис.2.1.а). Для гидрофильных образцов ввиду полного заполнения порового пространства раствором NaI объем пустот меняет цвет на светло-серый (рис.2.1.б).

Недонасыщение раствором центральной части гидрофобных образцов обусловлено их недоэкстрагированностью. Экстракция в опытах проводилась в аппаратах Сокслета согласно ГОСТ 26450.0-85. Гидрофобизация керн, которая локализуется томографией по керну только в центральной части образцов, в пластовых условиях проявляется по всему объему гидрофобных пород.



а



б

Рис. 2.1. 2D-срезы продольного и поперечного сечения при томографировании гидрофобного (а) и гидрофильного (б) образцов керна

Таким образом, разработанная методика томографирования керн позволяет проводить качественную и количественную оценку степени смачиваемости. Однако, как было показано выше и видно из рис.2.1, боковые зоны образцов керн вследствие эффекта бокового впитывания не пригодны для анализа. Анализировать необходимо ненасыщенную зону центральной части (сердцевину) цилиндров, где для гидрофобных пород томограммы сухого и насыщенного образцов практически совпадают.

На рис.2.2 представлены результаты томографирования керн в сухом состоянии и с насыщением раствором NaI с увеличением фрагментов образцов в насыщенном состоянии. Пример полного отсутствия пропитки в сердцевине образца приведен на рис.2.2.а. Данный образец отобран из высокоомных нефтенасыщенных интервалов скважины 486 (см. рис.1.1). Как видно из рисунка в насыщенном образце наблюдаются две зоны с различным характером впитывания раствора NaI: насыщенная боковая зона с редкими не до конца заполненными крупными порами и с практически полным отсутствием заполненных раствором пустот.

Менее выраженные признаки гидрофобности установлены при исследовании образца керн, представленного на рис.2.2.б. Данный образец, отобранный из высокоомной нефтенасыщенной части скважины 45 (см. рис.1.1), согласно результатам томографии имеет сильные признаки гидрофобности. Однако в сердцевине образца видны токи проникновения раствора, которые выражены на фоне темной непромытой зоны светло-серыми удлинёнными, в ряде случаев сообщающимися каналами.

На рис.2.2.в. представлены томограммы гидрофильного образца с признаками гидрофобности. В данном случае участки отсутствия пропитки наблюдаются только в пределах нескольких небольших зон. При увеличении разрешения данных ненасыщенных объемов видно, что раствором не заполнены крупные и значительная часть мелких пор.

Образец в сухом состоянии

Образец насыщен раствором NaI

Увеличенный фрагмент образца в насыщенном состоянии

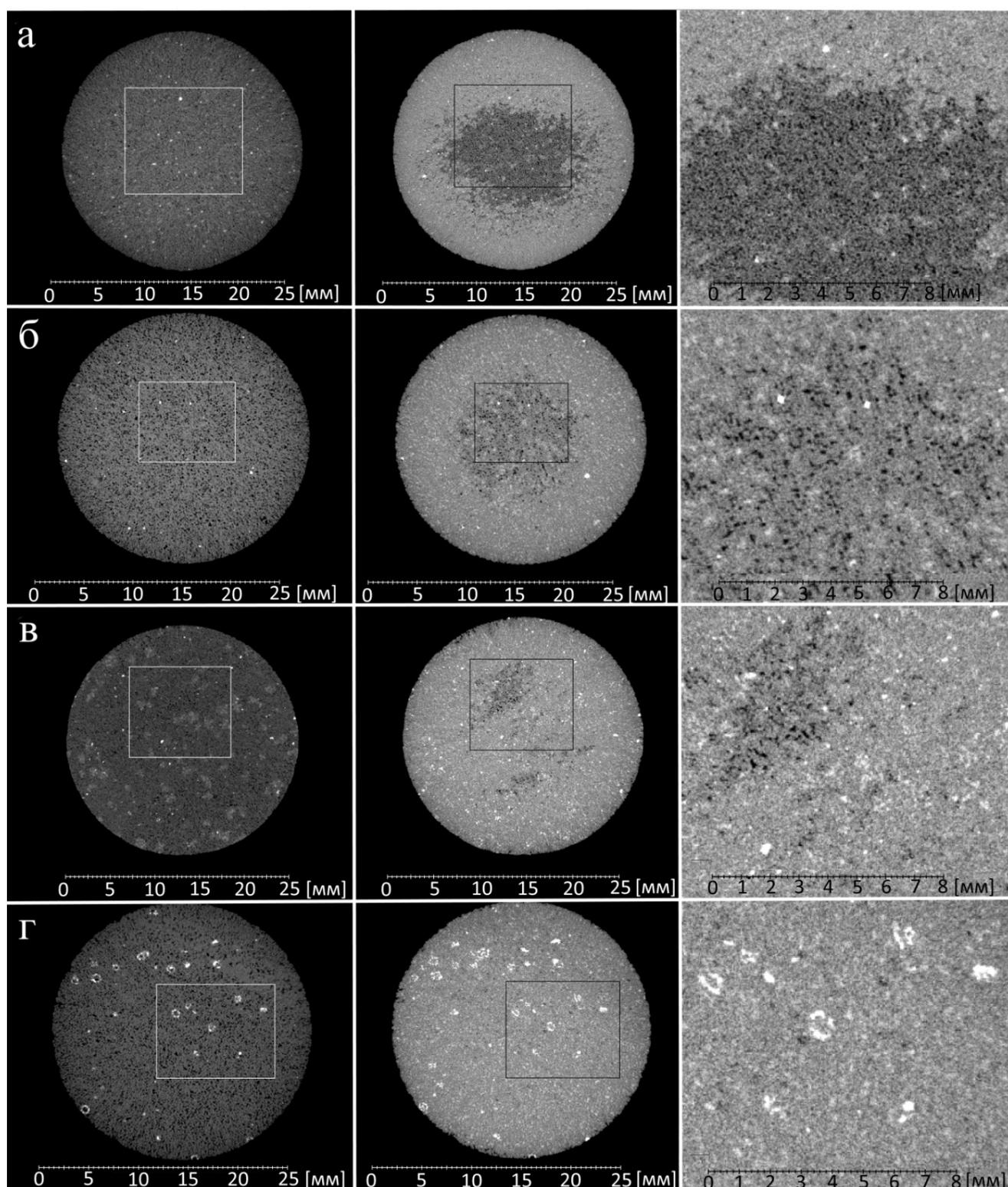


Рис. 2.2. Сравнение томографических срезов образцов керн, снятых в сухом и насыщенном состоянии

а - гидрофобный образец (цилиндр 91712); б – преимущественно гидрофобный образец (цилиндр 66541); в - образец с признаками гидрофобности (цилиндр 101116); г - гидрофильный образец (цилиндр 109213)

Расчет коэффициента пропитки с определением характеристик смачиваемости образцов нефтенасыщенного керна

№ образца керна	V _{пор} , мм ³		К пропитки, %	Оценка смачиваемости по томографии
	Сухой образец	Насыщенный NaI		
84911	59,8	54,9	8,2	гидрофобный
91712	55,8	50,4	9,6	гидрофобный
66541	42,3	21,5	49,2	преимущественно гидрофобный
120413	63,9	32,3	49,4	преимущественно гидрофобный
103699	38,2	4,8	87,5	с признаками гидрофобности
59578	60,8	8,3	86,3	с признаками гидрофобности
101116	55,6	10,8	80,	с признаками гидрофобности
114022	62,4	23,3	62,6	с признаками гидрофобности
102120	13,5	0,8	94,0	гидрофильный
108484	27,4	2,3	91,5	гидрофильный
112526	11,8	0,9	92,4	гидрофильный
109213	12,3	0,3	97,2	гидрофильный

Томограммы полностью гидрофильного образца характеризуют низкоомную нефтенасыщенную часть разреза скважины 588 (см. рис.1.1). Из рис..2.2.г. видно, что NaI заполнил все мелкие и подавляющее большинство крупных пор, что отражается в светло-сером цвете пустотного пространства на томограмме насыщенного образца. На светло-сером фоне черным цветом отображаются единичные наиболее крупные поры, в которые раствор не проник.

Для исследуемых методом рентгеновской томографии керна образцов рассчитаны значения показателя пропитки, которые сведены в таблицу 2.1. В результате к абсолютно гидрофобным коллекторам ($K_{\text{проп}} < 10\%$) отнесено 2

исследованных образца; к преимущественно гидрофобным коллекторам ($10\% < K_{\text{проп}} < 50\%$) – 2 образца; к преимущественно гидрофильным коллекторам с признаками гидрофобности ($50\% < K_{\text{проп}} < 90\%$) – 4 образца; к абсолютно гидрофильным – 4 образца.

Таким образом, в отличие от стандартных методов рентгеновская томография ядра позволяет визуализировать структуру порового пространства горных пород и вмещающих флюидов, что позволяет проводить по данному методу оценку смачиваемости.

2.3. Сопоставление результатов оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии керна и анализа шлифов

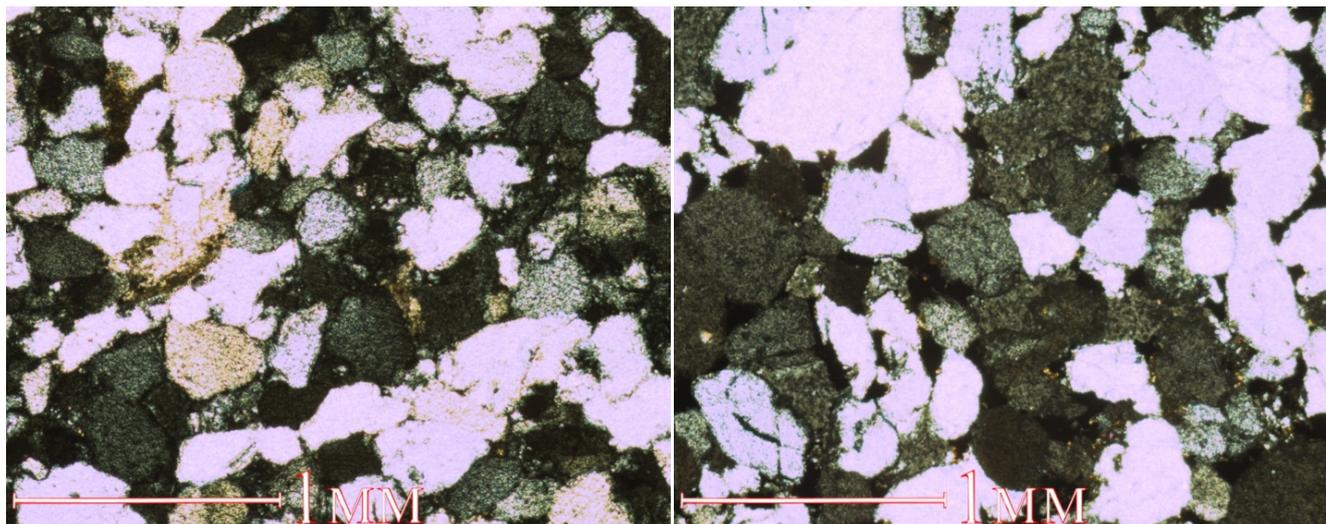
С целью детального изучения минерального состава и пустотного пространства ранее томографируемых кернов из их центральной части были изготовлены шлифы. Конечной задачей при этом являлся поиск значимых различий для образцов с различным типом смачиваемости. Съемка шлифов для одних и тех же участков с целью наиболее полной характеристики образцов проведена в двух вариантах: при параллельном и скрещенном положении николей.

При параллельном положении изучалась структура порового пространства, в том числе заполнение пустот находящимся в рассеянно-дисперсном состоянии органическим веществом. При скрещенном положении николей в связи с анизотропией оптических свойств минералов с большей достоверностью могут быть изучен минеральный состав пород. В таблице 2.2 сведены результаты исследований образцов керна по данным стандартных методов, рентгеновской томографии и методом шлифов. Фотографии шлифов для коллекторов с различной оценкой смачиваемости в варианте скрещенных николей представлены на рис.2.3.

В диссертации проведено сопоставление результатов анализа микроскопического описания шлифов и рентгеновской томографии керна. Здесь, прежде всего, необходимо пояснить, что представительность изученного керна при томографии на порядок выше чем при исследовании шлифов. Осложняющим фактором анализа шлифов также является то, что для наиболее рыхлых образцов с высокой пористостью ($K_{п} > 20\%$) они характеризуют лишь наиболее плотную часть цилиндра керна. Так, оценка $K_{п}$ по шлифу (рис. 2.3.а) составляет около лишь 10%, при значительно большем среднем значении $K_{п}$ образца – 21,4%.

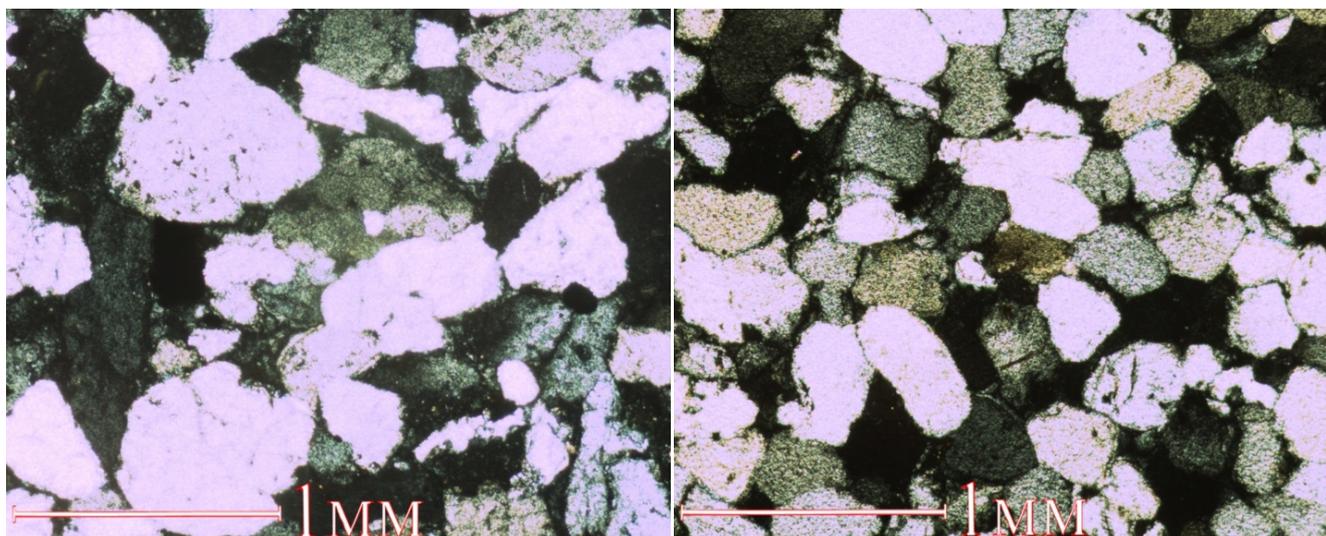
Результаты исследований образцов керна по данным стандартных методов,
рентгеновской томографии и методом шлифов

№ образца керна	кern		ГИС	содержание в % по данным шлифов			смачиваемость по томографии
	$K_n, \%$	$M, \text{д. ед.}$		УЭС, Ом*м	пирит	кальцит	ОВ, %
84911	21,5	0,02	3000	нет	2 %	1 %	гидрофобный
91712	21,4	0,02	1800	нет	3 %	1 %	гидрофобный
66541	13,5	0,03	620	нет	нет	битумин. агрегат 10%	преимущественно гидрофобный
120413	11,4	0,30	80	< 0,5%	нет	битумин. агрегат 5%	преимущественно гидрофобный
103699	14,7	0,65	710	1 %	нет	1,5 %	с признаками гидрофобности
59578	13,0	0,02	370	< 0,5%	1 %	1 %	с признаками гидрофобности
101116	13,6	0,41	120	2 %	5 %	1 %	с признаками гидрофобности
114022	17,4	0,80	нет	2 %	нет	< 0,5%	с признаками гидрофобности
102120	14,1	0,02	75	нет	нет	2 %	гидрофильный
108484	14,6	0,82	100	2 %	нет	< 0,5%	гидрофильный
112526	18,1	0,03	17	1 %	нет	< 0,5%	гидрофильный
109213	15,6	0,18	17	< 0,5%	2 %	< 0,5%	гидрофильный



а

б



в

г

Рис. 2.3. Фотографии шлифов керн со скрещенными николями

а - гидрофобный образец (цилиндр 84911); б – битумизированный образец с сильными признаками гидрофобности (цилиндр 66541); в - образец с признаками гидрофобности (цилиндр 101116); г - гидрофильный образец (цилиндр 108484)

Также необходимо отметить, что объем изучаемой породы и разрешающая способность методов анализа шлифов и рентгеновской томографии различаются на порядок. Так при толщине шлифа в 0,02 мм, площади 25×25 мм и поле зрения 2×3 мм предельная разрешающая способность составляет 0,002 мм.

При томографии стандартного керна изучаются образцы длиной и диаметром 3 см, и разрешение соответственно значительно ниже – до 0,04 мм. С учетом вышеприведенных ограничений, микроскопический анализ шлифов в отличие от более «грубого» метода рентгеновской томографии позволяют детально изучить текстурно-структурные особенности горных пород, а также минеральный состав пород и их включений. В результате анализа шлифов установлены следующие обобщения и выводы.

Минеральный состав изученных пород в основном представлен кварцем (от 69 до 82%), реже кальцитом (не более 5%). Также в объеме от единичных зерен до 3% присутствуют обломки кремнистых пород и глинисто-гидрослюдистым материалом. Из минералов наиболее распространены пирит, мусковит, сидерит, циркон, лейкоксен.

Изученные шлифы представлены кварцевыми песчаниками мелко- и среднезернистой фракций. Диапазон размеров зерен кварца составляет от 0,02 до 0,8 мм, доля зерен алевритовой фракции около 7%. Обломки кремнистых пород представлены микрозернистым халцедоном. Цемент соприкосновения контактовый глинисто-гидрослюдистого состава, в ряде случаев порово-пленочный. При сопоставлении минерального состава шлифов с томографическими исследованиями установлено, что зерна сидерита, циркона, пирита выделяются на снимках повышенной рентгеновской плотностью (белый фон).

В ряде случаев в шлифах часть межзернового пространства (5–10%) заполнено включениями органического вещества (ОВ) – битумом коричневаточерного цвета. Пример такого шлифа с зернами преимущественно мелкопесчанистой фракции (0,15-0,25 мм) и порами до 0,6 мм (5% заполнено ОВ) представлен на рис.2.3.а. В шлифе также присутствуют агрегаты сидерита (до

0,05 мм) и зеленовато-синего оттенка зерно турмалина размером (до 0,13 мм). Цемент соприкосновения преимущественно контактовый, также, как и ОВ коричневатого-черного оттенка. Шлиф изготовлен из высокопористого ($K_p=21,4\%$) образца высокоомного интервала разреза ($УЭС=1800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

Значительно менее пористым ($K_p=13,5\%$) и на порядок проницаемым ($k=0,055 \text{ мкм}^2$) является гидрофобный образец ($УЭС=620 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Возле зерен кварца шлифа видны глинисто-битуминозные примазки, содержание глинисто-битуминозного агрегата составляет около 10% (рис.2.3.б). Пути затрудненного водообмена в шлифе фиксируются в виде мелких микростилолитовых контактов, выполненных битумом. Присутствующие в шлифе стилолитовые элементы в данном случае могут отражать процессы растворения пород на путях фильтрации агрессивных сред. Образование стилолитовых швов неверно отождествлять с миграцией по ним ОВ, вероятно они образованы в результате процесса пассивной концентрации, аналогично нерастворимому остатку пород [70].

Для гидрофильных образцов в шлифах наиболее характерны линейные и конформные контакты, инкорпорационные встречаются реже. Зерна для гидрофильных образцов являются наиболее окатанными, что может рассматриваться как признак отсутствия растворения минералов (рис.2.3, г). Кроме прочего, для гидрофильных образцов установлено минимальное содержание органики.

Таким образом, микроскопический анализ шлифов показал значимые отличия образцов керна для различных типов смачиваемости. Причем для образцов, отнесенных по данным томографии к гидрофобным, установлены признаки разуплотнения. Такие признаки становятся менее заметными по мере уменьшения гидрофобизации, и наименее характерны для гидрофильных образцов. Это согласуется с теоретическими представлениями о вторичных изменениях коллекторов в условиях древних ВНК.

На рис.2.3.в представлен шлиф из гидрофильной части пласта с признаками гидрофобности. В данном случае порода сложена зернами кварца мелкозернистой фракции (преимущественно 0,25-0,30 мм) с порами до 0,4 мм.

Цемент соприкосновения контактовый, преимущественно глинисто-гидролюдистого состава. Глинистый материал слабо окрашен ОВ (около 1%) в коричневатый оттенок. В шлифе встречены агрегаты вторичного кальцита, которые можно рассматривать как фрагменты цемента базально-порового типа. Присутствуют единичные гелефицированные агрегаты красновато-коричневого цвета, прозрачные чешуйки мусковита (до 0,15 мм) (рис.2.3.в).

На рис.2.3.г представлен пример шлифа с содержанием ОВ менее 0,5%, которое в основном присутствует в виде редких коричневатых коротких прожилок. В данном шлифе преобладают зерна фракции 0,25-0,35 мм, размером пор – до 0,4 мм. Также встречены мусковит в виде редких прозрачных чешушек (до 0,15 мм) и единичные гелефицированные агрегаты (рис. 2.3.г) [13].

Выполненный в работе [13] анализ позволил выделить некоторые различия текстурно-структурных особенностей для коллекторов различной смачиваемости. Установлено, что для шлифов из образцов с признаками гидрофобности характерны инкорпорационные контакты (рис.2.3.а, б, в). Причем именно для гидрофобного высокопористого образца встречен наиболее рельефный микростилолитовый тип межзерновых контактов (рис. 2.3.а).

Значимые различия между образцами различной смачиваемости также выявлены по характеру заполнения пустотного пространства. Для шлифов, изготовленных из образцов с признаками гидрофобности, в целом отмечено повышенное содержание ОВ, для гидрофильных образцов, как правило, характерно содержание ОВ менее 0,5%.

Анализ минерального состава показал в 63% шлифов, изготовленных из преимущественно гидрофильных по данным томографии образцов, присутствие пирита в концентрации не менее 1%. Причем, во всех шлифах из гидрофобных образцов пирит в такой концентрации отсутствует, а в 75% шлифов – не обнаружен.

Таким образом, анализ шлифов выявил ряд существенных отличий для нефтенасыщенных коллекторов с различной смачиваемостью. Причинно-следственная связь различий гидрофильных и гидрофобных пород в части их

минерального состава, наличия ОВ, текстурно-структурных особенностей и других особенностей будет рассмотрена в следующей главе на основе геологической модели формирования визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии.

Выводы по главе

Выполненный анализ использования метода рентгеновской томографии для оценки емкостно-фильтрационного пространства горных пород позволяет заключить следующее:

- для оценки пустотного пространства горных пород в наибольшей степени информативны методы рентгеновской томографии, выполняемые на стандартном керне ($d=30$ мм) после его экстракции;
- разработана методика оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии, основанная на сопоставлении томограмм керна в сухом и насыщенном раствором йодида натрия;
- количественную оценку смачиваемости наиболее целесообразно осуществлять исходя из расчетных значений коэффициента пропитки керна раствором йодида натрия;
- среди визейских нефтенасыщенных коллекторов Соликамской депрессии методом рентгеновской томографии керна установлены породы с различными типами смачиваемости поверхности (абсолютно гидрофобные, преимущественно гидрофобные, гидрофильные с признаками гидрофобности, абсолютно гидрофильные);
- в результате микроскопического анализа шлифов для коллекторов с различным типом смачиваемости установлены значимые различия в части их минерального состава, текстурно-структурных особенностей, содержания органического вещества;
- установленные различия для гидрофильных и гидрофобных коллекторов должны быть рассмотрены с учетом геологической модели формирования визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СМАЧИВАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕМ МЕТОДОВ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ КЕРНА И ЭЛЕКТРОМЕТРИИ СКВАЖИН

3.1. Возможности гидрофобизации коллекторов в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов визейских залежей нефти Соликамской депрессии

Как было показано выше, высокие удельные электрические сопротивления (УЭС) нетипичны как в целом для терригенных коллекторов, так и визейских эксплуатационных объектов Пермского края. Эффект недонасыщенности кернов, установленный методом рентгеновской томографии также установлен только для визейских нефтенасыщенных коллекторов Соликамской депрессии. По опыту томографирования более 200 образцов керна других эксплуатационных объектов и в других районах подобных результатов к настоящему времени получено не было. Это определяет необходимость геологического объяснения явления гидрофобизации ряда участков визейских коллекторов именно для территории исследования. Поставленная задача может быть решена на основе установления геологической модели формирования визейских нефтяных залежей для территории Соликамской депрессии.

Из многочисленных литературных источников известно, что для некоторых районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) (Татарстан, Башкортостан и др.) установлены проявления битуминозных песчаников [8,55,56,70]. Нефтедержащие породы в таких залежах представлены мальтой, асфальтом и асфальтитами. Запасы залежей подобных нафтидов как минимум относятся к трудноизвлекаемым, а чаще не извлекаемы современными методами. В научной литературе битумосодержащие интервалы этих залежей принято называть «черными песчаниками», так как битумы придают породам черный окрас.

Битуминозность «черных песчаников» Татарстана и Башкортостана принято связывать с процессом окислением нефтей на древних водонефтяных контактах (ВНК). Возможность влияния на современную нефтеносность древних ВНК первым отметил Г.И. Теодорович (1944), связавший с этим пиритизацию пород Бугурусланского нефтяного месторождения. Несколько позднее О.А. Радченко и В.А. Успенский (1952) экспериментами доказали, что нефть при анаэробном окислении последовательно переходит в мальту и асфальт. Идея битуминозности как следствия проявления следов древнего ВНК выдвинута в 1965 году В.А. Ретушем для терригенных залежей пашийского горизонта Ромашкинского месторождения.

Наиболее детально проблема битумизации коллекторов в результате их вторичных изменений в условиях влияния древних ВНК рассмотрена в научных работах Сахибгареева Р.С. [68,69,70]. Согласно им на поверхностях стабилизации ВНК происходят два разнонаправленных процесса уплотнения и разуплотнения пород.

Непосредственно на глубинах ВНК растворенные компоненты не в полном объеме выпадают из пластовых вод, соответственно процесс растворения пород преобладает над их цементацией. Итогом процесса разуплотнения пород на месте древних ВНК будет образование твердых битумов, как остаточных продуктов окисления нефтей. При этом битумы в течение геологического времени могут быть избирательно экстрагированы последующими порциями мигрирующих к залежи углеводородов (УВ).

Худшие коллекторские характеристики пород в зонах древних ВНК способствуют сохранению битумов в пустотном пространстве. Такие битумосодержащие породы выделяются в разрезе темными линзовидными пропластками («черные песчаники»). В расчлененном по ФЕС геологическом разрезе неравномерная экстракция придает породам вид послойной пигментации битумом.

Породы с наилучшими ФЕС в наибольшей степени освобождаются от битумов, для них остаточные признаки битуминозности сохраняются лишь в

тупиковых порах. Тогда в случае хороших коллекторских свойств во всем геологическом разрезе возможно полное осветление пород. Именно подобные условия, по мнению автора диссертации, преобладают в Соликамской депрессии для визейских эксплуатационных объектов. При практически полном отсутствии классических «черных песчаников» здесь для нефтенасыщенных коллекторов установлены аномально высокие УЭС, нередко превышающие 1000 Ом·м.

В работах [15,41,42,96] для территории исследования приведены результаты метода рентгеновской томографии керна, установившие связь высоких УЭС с гидрофобизацией коллекторов. Таким образом, для рассмотренных залежей установленная гидрофобизация является следствием их переформирования в условиях древних ВНК, а отсутствие массовых скоплений битумов объяснимо активным флюидообменом резервуаров вследствие нескольких этапов заполнения ловушек УВ.

Нефтенасыщенные коллекторы с аномально высокими УЭС представлены обычно светлыми серыми песчаниками и визуально не выделяются в геологическом разрезе. Вероятно в связи с этим для территории Соликамской депрессии (и в целом Пермского края) формирование визейских залежей никогда не рассматривается как проявление вторичных изменений коллекторов на уровнях древних ВНК. Соответственно не рассматривается вопрос возможной гидрофобизации коллекторов визейских нефтяных залежей.

Предполагается, что заполнение ловушек нефти в визейских отложениях Соликамской депрессии происходило в два основных последовательных этапа разделенных в геологическом времени [10,47]. Основная нефтегазоматеринская толща доманикового возраста вступила в главную зону нефтегазообразования (ГЗН) в поздне-каменноугольную эпоху. Сформированный в конце данного процесса ВНК просуществовал до раннепермской эпохи. Данный ВНК в диссертации рассматривается как «древний». За длительный геологический период в коллекторах, находящихся в переходной водо-нефтяной зоне, происходило интенсивное развитие окислительных процессов.

Затем по мере интенсивного прогибания Соликамской депрессии приблизительно в ассельско-сакмарский век на глубины достаточные для реализации ГЗН опустились глинистые отложения нижнего карбона. В этот период в визейские недозаполненные нефтяные ловушки поступили новые порции нефти. Уровень ВНК при этом опустился, сформировав нефтяную залежь близкую к современной ситуации. Представляется, что такие процессы в наибольшей степени происходили в месторождениях, связанных с высокоамплитудными структурами, что обеспечивало для них разобщение вторичных неоднородностей в условиях многоэтапного поступления УВ в ловушки.

Для решения поставленных в диссертации задач важно детально рассмотреть возможные вторичные изменения коллекторов, которые наиболее вероятны в условиях стабилизации древних ВНК. В литературных источниках с влиянием этих процессов, например, увязываются изменения полевых шпатов в сторону их каолинизации [62] и пелитизации [35]. Например, анализ коэффициента пелитизации [65] для ряда месторождений Западной Сибири показал его максимум именно вблизи современного ВНК в сравнение с меньшими значениями для песчаников в законтурной и нефтяной зонах, удаленных от ВНК [70].

Причиной вторичных изменений пород считается образование на уровнях ВНК агрегаций, агрессивных к их минералам. Главным источником этих процессов является присутствие в пластовых системах метанобразующей и сульфатредуцирующей микрофлоры, что приводит к развитию метанобразующих бактерий.

При метанообразовании высадка из нефтей смолисто-асфальтеновых осадков возможна даже без дополнительных порций УВ. Данный процесс представляется следующим образом. Сульфатдренирующие бактерии окисляют органику, восстанавливая сульфаты. Результатом этих реакций является выделение CO_2 , органических кислот и других энергетических компонентов, которые являются благоприятной средой, особенно при снижении рН водной среды, для

метанообразующей микрофлоры [70]. Помимо этого, агрессивным потенциалом обладают также и подошвенные воды.

Комплекс таких новообразованных компонентов способен при окислении нефтей растворять минералы. Процесс растворения минералов происходит главным образом за счет выделения сульфатдистрибуирующими бактериями кислых продуктов метаболизма. Примеры растворения как самих пород, так и связывающих их цементов весьма часты в практике геологических исследований [79].

В противовес растворению за счет подщелачивания среды вследствие потребления метанообразующей микрофлорой углекислоты и органических кислот в агрессивных средах происходит и высаживание минералов. Принципиальная возможность этого подтверждена, в том числе, натурными экспериментами высадки кальцита при окислении с участием органики карбонатных минералов [18]. В пластовых условиях это приводит к цементации коллекторов путем заполнения их емкостного пространства вторичным кальцитом, выпавшим из растворенных вод. Такой процесс весьма нередок на практике, можно привести многочисленные примеры кальцитовой цементации коллекторов, связанных с ВНК. Например, установлены связи повышенных концентраций аутигенного кальцита и битуминозности коллекторов в приконтурных зонах ряда месторождений Волго-Урала [6].

Важным для понимания процессов формирования терригенных залежей на древних ВНК является изучение поведения при этом карбонатного цемента, что может быть оценено по содержанию в шлифах рассеянного кальцита. В работе [70] проведено обобщение таких исследований. Для коллекторов законтурной области вне залежей нефти установлено наибольшее содержание кальцитового цемента, для нефтенасыщенных коллекторов - его заметно меньше, особенно в высокопроницаемых пропластках. Песчаники разрушенных частей залежей также, как правило, характеризуются довольно низким содержанием кальцита. В ряде случаев отмечается появление аномально высоких значений содержания кальцитового цемента в песчаниках приконтурной зоны залежи [83]. Совместное

нахождение песчаников с высоким и низким содержанием вторичного кальцита в работе [70] связывается с регрессивным характером развития ВНК по модели образования микроконкреционных стяжений.

Таким образом, при относительно невысоких пластовых температурах ($T < 100^{\circ}\text{C}$) в коллекторах возможно развитие противоположных процессов: цементация и растворение минералов. Степень выраженности зон разуплотнения и цементации горных пород зависит от характера развития ВНК, который может быть прогрессивного или регрессивного типа.

При прогрессивном типе происходит увеличение объема заполненной ловушки за счет поступления дополнительных порций УВ. В этом случае при растворении минералов их некоторая (иногда значительная) часть не выпадает в зоне цементации. Очень плотные кварцитовидные песчаники оказываются недоступными для агрессивных компонентов, которые проникают в менее окварцованные участки. При сильном флюидообмене более пористые пропластки могут еще более увеличивать свою пустотность, вплоть до превращения в рыхлые интервалы. В результате в зоне потенциальной битуминозности проницаемые пропластки выделяются светлой окраской на фоне темных до черных битумосодержащих пород. Причем пористость осветленных пропластков вследствие их разуплотнения увеличивается в 1,2-2 раза, тогда как для битуминозных разностей – увеличивается незначительно.

В случае частичного расформирования ловушки нефти характер перемещения ВНК относится к регрессивному типу. В этом случае процессы цементации, напротив, преобладают над растворением. Говоря о процессах цементации, необходимо заметить, что они затормаживаются глинистым материалом, однако при содержании глинистого цемента менее 5% тормозящий эффект почти не проявляется [70]. В целом регрессивный тип развития ВНК, как и процесс расформирования залежей, не является типичным для изучаемой территории Соликамской депрессии, где в условиях влияния древних ВНК явно преобладает прогрессивный тип.

Значительный эффект разуплотнения коллекторов проявляется при длительном во времени, медленном поступлении УВ. При этих условиях судя по вторичным изменениям пород в зонах стабилизации ВНК наблюдается интенсивная коррозия породообразующих минералов. Причем, в наиболее агрессивных средах возможно не только растворение карбонатных минералов, но и кварца. Обильные признаки коррозии кварцевых зерен часто приурочены к битумосодержащим интервалам коллекторов.

Элементы растворенного кремнезема чаще всего благодаря затрудненному водообмену не выносятся за пределы локальных нефтяных ловушек, в пределах которых происходит перераспределение кварца. В связи с дефицитом поступающего УВ все вторичные изменения пород происходят на удалении от замка антиклинального поднятия.

Проблема вторичных изменений коллекторов в районе современных ВНК детально изучена Р.С. Сахибгареевым (1989) для терригенных эксплуатационных объектов Прибалтики. В работе [70] приведена следующая модель зональности распределения пород с различными геолого-фациальными характеристиками. Коллекторы верхней части нефтяной залежи представлены сцементированными песчаниками без признаков коррозии. Несмотря на их плотный состав их ФЕС достаточны для фильтрации нефти.

Вниз по разрезу по мере приближения к ВНК происходит разуплотнение пород, для которой характерно уменьшение содержания регенерационного кварца (до 1%). В ее верхней части переходной зоны залегают песчаники (обычно толщиной пласта 2-3) со следами интенсивной коррозии и присутствием битума в пустотном пространстве. За счет присутствия нафтидов они приобретают темно-серую, а порой черную окраску. ФЕС этих песчаников по сравнению с интервалами верхней части разреза значительно выше (пористость – в 1,5 раза, проницаемость – на порядок). За пределами нефтенасыщенных пород мощностью не более 2 м следуют интервалы рыхлых водонасыщенных песчаников светло-серого окраса. Степень корродированности их кварцевых зерен близка к битуминозным.

По мере снижения концентрации агрессивных компонентов в подошвенных водах труднорастворимые компоненты достигают фазы перенасыщения. Это ведет к цементации и формированию ниже зоны разуплотнения малопористых ($K_p < 3\%$) песчаников с толщиной интервала не более 2 м. Содержание регенерационного кварца в них значительно и может превышать 15%. Сопутствующим характерным признаком для этих плотных песчаников является их пиритизацией. Постепенно вниз по разрезу степень окварцевания пород и их пиритизация уменьшается, и по ФЕС они приближаются к однотипным нефтенасыщенным [70].

Вышеприведенные выводы относятся к условиям современных ВНК. При изучении древних ВНК наблюдаются значительные несоответствия реальных геологических обстановок модельным. Прежде всего, это связано с тем, что слои в геологическом разрезе всегда занимают не строго горизонтальное положение, хотя бы вследствие различных тектонических движений, проявляющихся за длительное геологическое время. Кроме этого, при многоэтапном формировании залежей зоны растворения нескольких ВНК могут сливаться друг с другом, что значительно усложняет процесс интерпретации геологических обстановок, особенно для месторождений, приуроченных к относительно малоамплитудным структурам. Также усложняется анализ для неоднородных по проницаемости залежей, для которых в объеме коллекторов происходит неравномерная экстракция битумов. Таким образом, при изучении древних ВНК необходим, прежде всего, комплексный анализ на основе обобщения данных керн и ГИС.

3.2. Сопоставление результатов оценки смачиваемости коллекторов методом рентгеновской томографии керна и методикой Тульбовича с данными электрометрии скважин

На первом этапе для визейских коллекторов Соликамской депрессии проведено сопоставление характерных вторичных изменений коллекторов в условиях развития древних ВНК с результатами микроскопического анализа шлифов. Как было показано выше, анализ минерального состава визейских коллекторов показал присутствие пирита в большинстве изученных шлифов преимущественно гидрофильных образцов. Образование пирита вероятно является следствием деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. При этом сероводород вступает в реакцию железом, выделяющимся в результате разложения ОВ из водных растворов.

Во всех изученных шлифах гидрофобных образцов, которые при принятой геологической модели длительное время находились в окислительной обстановке водо-нефтяных зон, пирита не установлено. Отсутствие пирита может быть связано в битумизированных породах с образованием железоорганических соединений, которые могут проявлять устойчивость к воздействию сероводорода. Кроме этого, пирит при наличии свободного кислорода легко переходит в сульфат окиси железа, который в конечном итоге разлагается на нерастворимую гидроокись железа (лимонит) и свободную серную кислоту [70].

На процессы растворения в шлифах гидрофобных образцов указывают более рельефные границы зерен. Как было показано выше, именно инкорпорационные контакты характерны для всех шлифов из образцов с признаками гидрофобности, а наиболее рельефный микростилолитовый тип межзерновых контактов встречен для абсолютно гидрофобного по данным томографии керна образца (рис.2.3.а). Зерна шлифов для изученных гидрофильных коллекторов являются в наибольшей степени окатанными, что свидетельствует об отсутствии для них процессов интенсивного растворения (рис.2.3.г).

В целом исследования шлифов свидетельствуют о признаках разуплотнения для гидрофобизированных кернов и об отсутствии таковых для гидрофильных

образцов. Это хорошо укладывается в принятую в диссертации геологическую модель, предусматривающую вторичные изменения коллекторов в условиях стабилизации древних ВНК.

Результаты оценки смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов по данным томографии, как было показано выше, хорошо увязываются со значениями УЭС пластов. Установленная коррелированность смачиваемости и УЭС пород имеет понятное физическое объяснение, заключающееся в особенностях гидрофобных пород плохо проводить электрический ток. Вместе с тем, до настоящего времени в Пермском крае основным методом оценки смачиваемости является метод Тульбовича [60], а основной количественной оценкой – получаемая на его основе величина показателя М.

С учетом перечисленных выше аргументов важно оценить взаимозависимость величин показателя М и УЭС. При статистическом анализе использовалась информация для Логовского, Пихтового, Сибирского, Уньвинского, Шершневого и Юрчукского нефтяных месторождений.

Вся территория Соликамской депрессии расположена в области распространения единого крупного Предуральского краевого прогиба с широким развитием седиментационных образований в виде одиночных рифовых массивов – выступов или их групп. Высота этих рифогенных образований позднедевонского возраста может достигать 500 метров. Выше рифогенных тел формируются структуры облекания, с которыми и связана нефтегазоносность разреза. Структуры имеют унаследованный характер развития, то есть сохраняют форму и очертания, но выволакиваются вверх по геологическому разрезу.

В тектоническом отношении изучаемые месторождения приурочены к одноименным локальным структурам. Схема размещения нефтяных месторождений Соликамской депрессии приведена на рис.3.1.

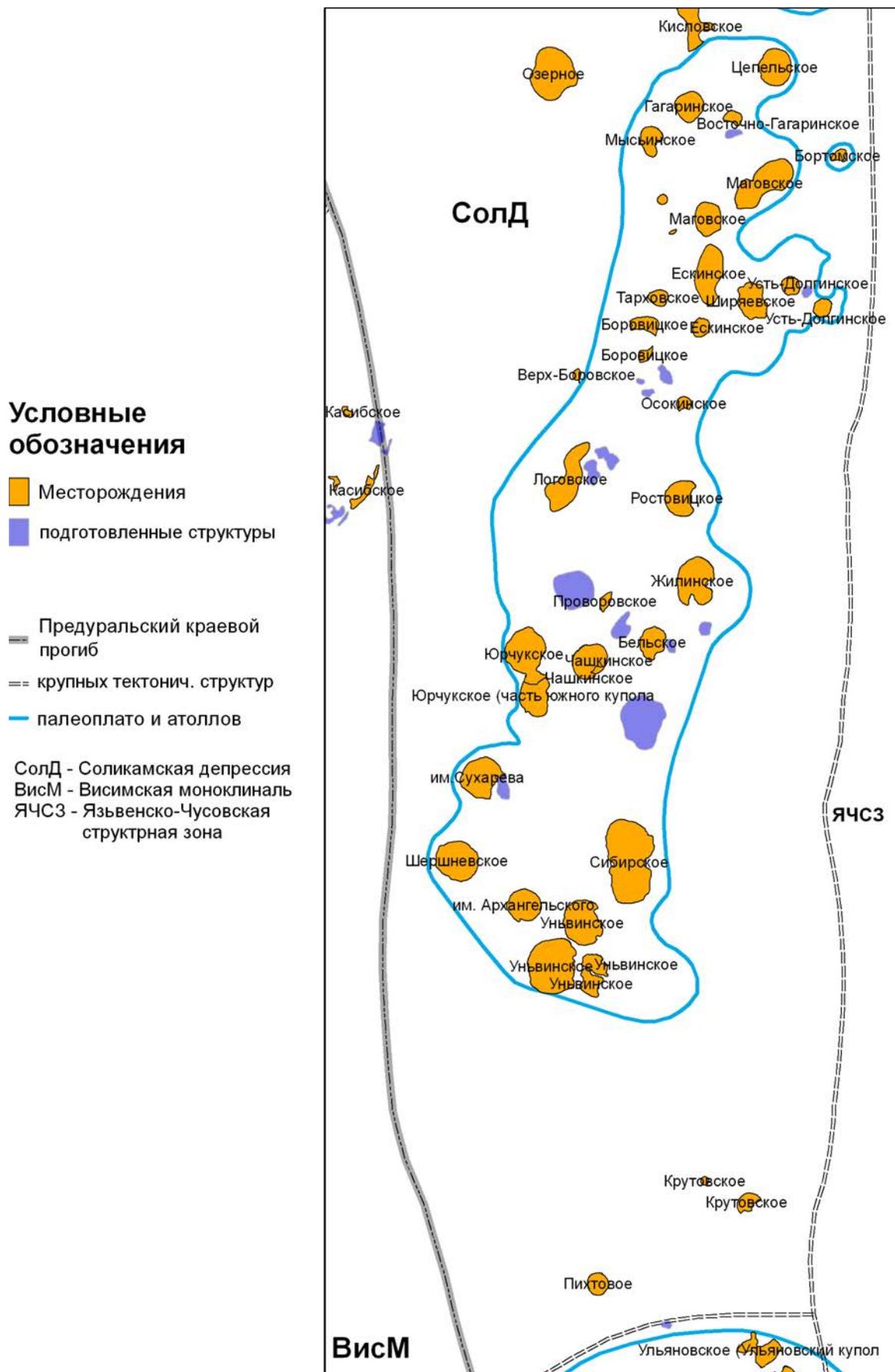


Рис. 3.1. Схема размещения нефтяных месторождений и подготовленных структур Соликамской депрессии

Как видно из рис.3.1, помимо уже эксплуатируемых месторождений, в Соликамской депрессии к настоящему времени подготовлен к глубокому бурению ряд крупных перспективных структур. Это определяет высокие перспективы изучаемой территории как района стабилизации и роста нефтедобычи в Пермском крае и необходимость совершенствования технологий нефтеизвлечения, в том числе с учетом понимания распределения коллекторов с различными типами смачиваемости.

При оценке эффективности методов оценки смачиваемости на керновом материале для каждого используемого в анализе образца учитывались значения показателя M , $K_{п}$ и k . В итоге сформирована статистическая выборка из 167 образцов керна, отобранного из нефтенасыщенных визейских интервалов. В качестве контрольной также в анализе учитывалась информация по коэффициентам остаточной водонасыщенности и глинистости. Для показателей $K_{в}$ и $C_{гл}$ статистическая выборка заметно сократилась, особенно в части определений $C_{гл}$ ($n=28$), так как механический анализ выполнен лишь для относительно незначительной доли керна материала.

Указанная статистическая информация увязывалась с УЭС интервалов отбора керна, определенных по данным БК. Необходимо заметить, что в 7 случаях из 167 (4,2%) не удалось получить кондиционных значений УЭС, в основном в связи с неблагоприятными для метода БК условиями применяемых буровых растворов ($\rho_c < 0,3$ Ом·м). Невысокая доля некондиционных данных БК (менее 5%) позволяет рассматривать данный метод, как весьма эффективный для изучаемой территории при решении поставленных в работе задач.

На первом этапе проведен линейный корреляционный анализ (таблица 3.1), который показал отсутствие значимой связи между показателем M и УЭС ($r = -0,07$). При этом для более гидрофобных по данным метода Тульбовича пород характерны более высокие ФЕС ($r = -0,50$ – для $K_{п}$; $r = -0,34$ – для k). Сами коэффициенты $K_{п}$ и k сильно коррелированы друг с другом ($r = 0,76$), что в целом типично для терригенных коллекторов.

Таблица 3.1

Коэффициенты взаимной линейной корреляции для петрофизических характеристик и УЭС горных пород

	УЭС	М	К _п	к	К _в	С _{гл}
УЭС, Ом·м	–	-0,07 n=160	0,16 n=160	0,17 n=160	-0,20 n=87	-0,18 n=26
М, д.е.		–	-0,50 n=167	-0,34 n=167	0,39 n=91	-0,16 n=28
К _п , %			–	0,76 n=167	-0,65 n=91	-0,05 n=28
к, мкм ²				–	-0,53 n=91	-0,24 n=28
К _в , %					–	0,12 n=24
С _{гл} , д.е.						–

Таблица 3.2

Средние значения и стандартные отклонения петрофизических характеристик для различных диапазонов УЭС горных пород

	интервалы УЭС, Ом·м		
	15-120	120-200	200-4500
М, д.е.	0,235 ± 0,200 n=65	0,251 ± 0,255 n=24	0,215 ± 0,236 n=71
К _п , %	14,7 ± 3,6 n=65	15,0 ± 2,9 n=24	16,5 ± 4,4 n=71
к, мкм ²	0,218 ± 0,329 n=65	0,224 ± 0,286 n=24	0,369 ± 0,444 n=71
К _в , %	11,7 ± 5,1 n=31	9,2 ± 3,5 n=14	9,8 ± 5,7 n=42
С _{гл} , д.е.	1,78 ± 0,65 n=13	2,15 ± 1,20 n=2	2,48 ± 1,44 n=11

Показатель K_v также коррелирован с K_{π} ($r=-0,65$) и k ($r=-0,53$), в меньшей степени с УЭС ($r=-0,20$). Для показателя $C_{\text{гл}}$ не установлено значимых линейных взаимосвязей ни с одним из рассмотренных показателей, во всех случаях r не превышает 0,24.

Вместе с тем, как уже отмечалось ранее, влияние гидрофобизации поверхности отражается на УЭС коллекторов нелинейно. При этом скачкообразный рост начинается со значений УЭС более 120-200 Ом·м. С учетом этого статистическая выборка для показателей M , K_{π} и k ($n=160$) разделена по УЭС на 3 части: менее 120 Ом·м ($n=65$); от 120 до 200 Ом·м ($n=24$); более 200 Ом·м ($n=71$).

Результаты расчетов средних значений и стандартных отклонений характеристик для различных диапазонов УЭС горных пород представлены в таблице 3.2. Для установления статистических различий характеристик в зависимости от УЭС проведен статистический анализ средних значений для коллекторов менее 120 и более 200 Ом·м по t -критерию Стьюдента. Представительность статистических выборок для рассмотренных классов при этом близка, количество определений составили соответственно $n_1=65$ и $n_2=71$.

Для коллекторов с УЭС менее 120 и более 200 Ом·м средние значения показателя M практически совпадают (0,235 и 0,215). Вероятность принятия p о равенстве средних УЭС (нулевой гипотезы) достаточно высока и составляет 58,5%. Таким образом, можно сделать вывод, что показатель M практически не отражает УЭС пород.

Аналогичный статистический анализ, проведенный для параметров, характеризующих ФЕС, привел к прямо противоположным выводам. Для K_{π} среднее значение в высокоомном разрезе ($УЭС > 200$ Ом·м) значительно превышает значение в стандартном низкоомном ($УЭС < 120$ Ом·м): 16,5 против 14,7%. Вероятность принятия гипотезы равенстве средних K_{π} очень низка – $p=0,74\%$. Для k вероятность принятия гипотезы равенстве средних также незначительна – $p=2,7\%$ (0,369 против 0,218 мкм²).

Для показателя K_v количество определений в классах с $УЭС < 120$ Ом·м и $УЭС > 200$ Ом·м соответственно составили $n_1=31$ и $n_2=42$. Среднее значение K_v в низкоомном разрезе заметно выше чем в высокоомном (11,7% против 9,8%), что согласуется с теоретическими представлениями о большей доле остаточной воды в поровом пространстве гидрофобных коллекторах. Вероятность принятия гипотезы равенстве средних μ для K_v составляет 15,2%.

Таким образом, статистически обосновано, что высокоомный геологический разрез обладает значительно лучшими коллекторскими свойствами чем низкоомный. Данное обстоятельство полностью согласуется с интенсивными процессами растворения, которые должны преобладать в условиях стабилизации древних ВНК. Следствием этих процессов является гидрофобизация поверхности коллекторов, что отражается в повышенных значениях $УЭС$ пород.

С другой стороны, с помощью статистического анализа установлено, что для визейских коллекторов Соликамской депрессии применяемый в настоящее время для оценки смачиваемости показатель M абсолютно не зависит от $УЭС$. Ранее было показано, что для исследуемых эксплуатационных объектов показатель M плохо сопоставим и с методом рентгеновской томографии. Отсюда можно заключить недостаточную достоверность исследований методом Тульбовича и необходимость при оценке смачиваемости изучения кернов методом рентгеновской томографии. В отличие от метода Тульбовича рентгеновская томография керна позволяет оценить структуру пространства горных пород с визуализацией характера ее заполнения.

3.3. Формирование критериев выделения коллекторов различных типов смачиваемости по данным бокового электрического каротажа

При исследованиях керн совместно изучались данные стандартных исследований (определение пористости K_p , водонасыщенности K_v , проницаемости k и др.), специальных методов оценки смачиваемости (рентгеновская томография керн и др.) и микроскопического анализа шлифов. Комплексный анализ этих данных с увязкой УЭС по ГИС для визейских нефтенасыщенных коллекторов проведен автором в работе [41]. Обобщая результаты, в работе [13] выделены 4 типа нефтенасыщенных коллекторов: высокопористых гидрофобных; битумизированных малопористых с сильными признаками гидрофобности; с признаками гидрофобности и гидрофильных.

Гидрофобные согласно рентгеновской томографии образцы керн встречены в интервалах высокоомного разреза с $УЭС > 600$ Ом·м. Гидрофобные коллекторы можно разделить на 2 класса. К первому типу относятся светлые без признаков битумизации высокопористые ($K_p > 20\%$) разности. Значения коэффициента пропитки $K_{проп}$ для таких образцов превышают 90%, а $УЭС > 1000$ Ом·м. По очень низким значениям показателя M образцы отнесены к гидрофобному типу.

Ко второму типу относятся менее пористые (K_p в диапазоне 11-13%) коллекторы, часть пустотного пространства которых заполнено битумным цементом. При этом проницаемость битуминозных образцов на порядок ниже чем у светлых высокопористых. Значения УЭС для них находится в районе 600 Ом·м, $K_{проп}$ – в диапазоне от 10 до 50%. Значения показателя M находятся в низком диапазоне от 0,03 до 0,30.

В целом гидрофильные образцы с признаками гидрофобности ($K_{проп}$ от 50 до 90%) встречены в интервалах с УЭС от 120 до 700 Ом·м. Для данного типа значительные объемы коллектора гидрофобизированы, что очевидно будет отражаться на условиях их разработки. Разброс значений по показателю M велик – от 0,02 до 0,80.

Для всех абсолютно гидрофильных коллекторов $K_{проп}$ не превышает 90%, УЭС < 100 Ом·м. Это совершенно не согласуется с данными метода Тульбовича,

согласно которым в 75% случаев коллекторы отнесены к гидрофобным. Причем в ряде случаев с оценкой смачиваемости $M < 0,03$. Неверная классификация данного типа коллекторов методов Тульбовича позволяет говорить, что для визейских коллекторов Соликамской депрессии его результаты в ряде случаев некорректны. Более достоверные результаты дает метод рентгеновской томографии керна, для которого результаты оценки смачиваемости тесно связаны с УЭС пород.

Как было показано выше, УЭС нефтенасыщенных интервалов корректно оценивать методом бокового электрического каротажа (БК) при толщинах пропластков более 0,8 м для скважин с $\rho_c > 0,3$ Ом·м. Сопоставление определений УЭС методами БК и стандартным градиент зондом А2М0,5N, как и с зондами комплекса бокового каротажного зондирования (БКЗ) другой длины, показало занижение в разы результатов последних именно в высокоомном разрезе.

Результаты выделения коллекторов различных типов смачиваемости приведены на рис.3.2. Нефтенасыщенные коллекторы оцениваются как гидрофильные без признаков гидрофобности при УЭС пород менее 120 Ом·м (интервал глубин 1958–1959 м на рис.3.2).

В диапазоне УЭС от 120 до 200 Ом·м вывод о смачиваемости пород сделать затруднительно. Для таких интервалов рекомендуется не давать оценку, а вывод о смачиваемости делать с учетом соседних интервалов разреза и близлежащих скважин с установленным характером гидрофобизации коллекторов. По такому же принципу необходимо поступать для скважин с $\rho_c < 0,3$ Ом·м, при отсутствии или браке исследований методом БК, а также для маломощных пластов с толщинами менее 0,8 м.

Значения УЭС по данным БК 200 Ом·м и более для визейских коллекторов Соликамской депрессии являются следствием гидрофобизации коллекторов. Интервалы разреза с УЭС в диапазоне от 200 до 600 Ом·м (глубины 1971,5–1977,5 м на рис.3.2) можно рассматривать как в значительной степени гидрофобизованные участки. Значения УЭС превышающие 600 Ом·м свидетельствуют о преобладании гидрофобных характеристик коллектора и о

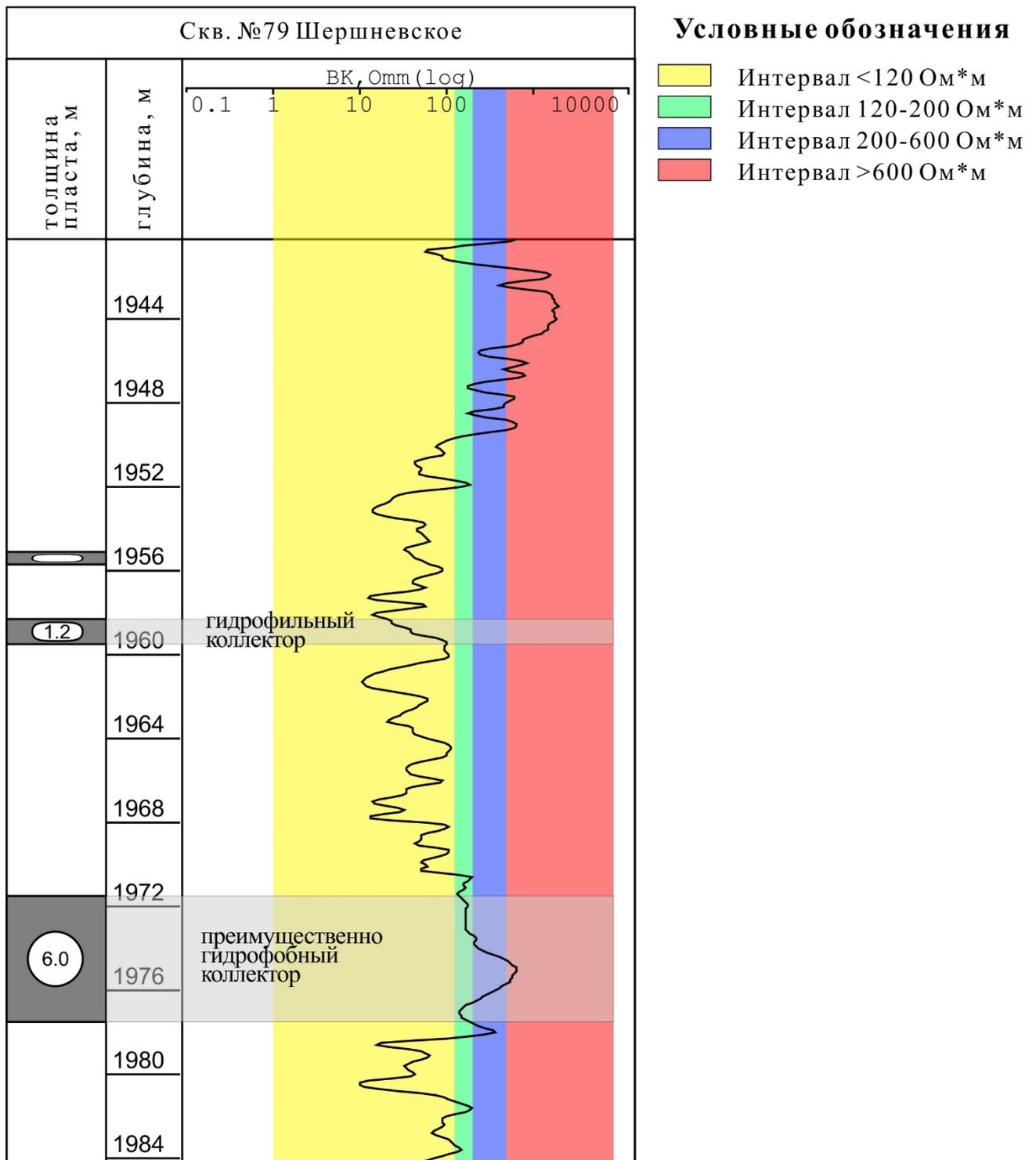


Рис. 3.2. Диаграмма бокового каротажа для скважины № 79 Шершневского месторождения

потенциально низкой пропитке водной фазой. Для данного типа необходимо в комплексе рассматривать $K_{п}$ коллектора. При высоких значениях пористости вероятно коллектор представлен максимально гидрофобизированными разностями светлых оттенков. При умеренных значениях пористости ($K_{п} < 15\%$) – наиболее вероятна битумизация коллектора.

Выводы по главе

Выполненный комплексный анализ исследований шлифов, керн и электрометрии скважин позволяет заключить следующее:

- гидрофобизация структуры порового пространства визейских коллекторов Соликамской депрессии является следствием их первоначальной битумизации в результате длительного нахождения залежи в условиях влияния древних ВНК;
- при высоких ФЕС коллекторов битумы экстрагируются последующими порциями мигрирующих к залежи углеводородов, что приводит к осветлению нефтенасыщенных коллекторов при сохранении их гидрофобности;
- в условиях стабилизации древних ВНК преобладают процессы растворения пород, что при высоких ФЕС коллекторов в еще большей степени увеличивает их пористость и проницаемость;
- гидрофобизация коллекторов приводит к аномально высоким значениям УЭС пород по данным электрического бокового каротажа;
- тип смачиваемости коллекторов может быть оценен комплексированием методов рентгеновской томографии керн и электрометрии скважин.

ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СМАЧИВАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

4.1. Построение геологических моделей визейских нефтяных залежей Соликамской депрессии с учетом определений смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов

Как было обосновано выше, исходя из зональности распределения аномально высоких и стандартных УЭС пород можно судить о геометризации зон развития гидрофобных и гидрофильных коллекторов. Разработанная методика оценки смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов применена для визейских эксплуатационных объектов Шершневого и Сибирского месторождений, тектонически расположенным на южном окончании Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба (рис.3.1). В генетическом отношении оба месторождения приурочены к локальным структурам тектоно-седиментационного типа.

Для скважин каждого нефтенасыщенного пропластка визейских залежей по критериям, сформулированным в предыдущей главе, по методу БК определены УЭС. Исследования УЭС методом БК проводились на месторождениях в масштабе 1:200 (запись lg с модулем 4 см) аппаратурой следующих типов: Э-1, К-1, Э35ХС, К1А-723М. При этом для визейских терригенных отложений УЭС пластовых вод (ρ_v) в соответствии с минерализацией и температурой пластов принималось равной 0,04 Омм [16,17].

Нефтенасыщенные пропластки с $УЭС < 120$ Ом·м оценивались как гидрофильные, для интервалов с промежуточными значениями УЭС (120-200 Ом·м) оценка смачиваемости принималась неясной, при $УЭС > 200$ Ом·м пропластки принимались гидрофобными. При этом выделялись пропластки с

УЭС>600 Ом·м, для которых гидрофобизация коллекторов является в явном виде преобладающей.

Для всех скважин Шершневого и Сибирского месторождений рассчитывался параметр доли гидрофобизации коллектора (диапазон изменения от 0 до 1), как отношение толщин с гидрофобными свойствами поверхности к общей толщине нефтенасыщенных коллекторов. При расчетах учитывались пропластки с толщинами не менее 0,8 м, для которых определение УЭС считалась близкой к истинной.

По величине запасов Шершневое нефтяное месторождение отнесено к средним, по сложности геологического строения – к сложным. Разработка визейских отложений Шершневого месторождения идет с 2001 года на залежах тульского (пласт Тл), бобркиковского (пласт Бб) и радаевского возраста (пласт Мл). Нефть легкая (плотность 0,85 г/см³), сернистая (1,8%), парафинистая (5,7%), высокосмолистая (15,5%), незначительной вязкости (3,2 мПа·с). Коллекторы визейских залежей представлены в основном песчаниками с низкой долей глинистой фракции ($C_{гг} < 5\%$), со значениями $K_{п}$ в диапазоне от 10 до 20%, $K_{н}$ – от 51 до 93%. Схематический геологический профиль визейских отложений Шершневого месторождения представлен на рис.4.1.

Необходимо заметить, что эксплуатационный визейские объекты (Тл, Бб, Мл) характеризуются различными фациальными обстановками и ФЕС.

Эффективная толщина пласта Тл составляет от 11 до 14 м. Коллекторы представлены в основном средне и мелкозернистыми песчаниками, со средними $K_{п}=15,6\%$ и $k=0,273$ мкм². Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная. Песчаные пропластки тульской залежи в ряде случаев представляют собой литологически экранированные ловушки, изолированные от соседних глинисто-алевритовых пород [17].

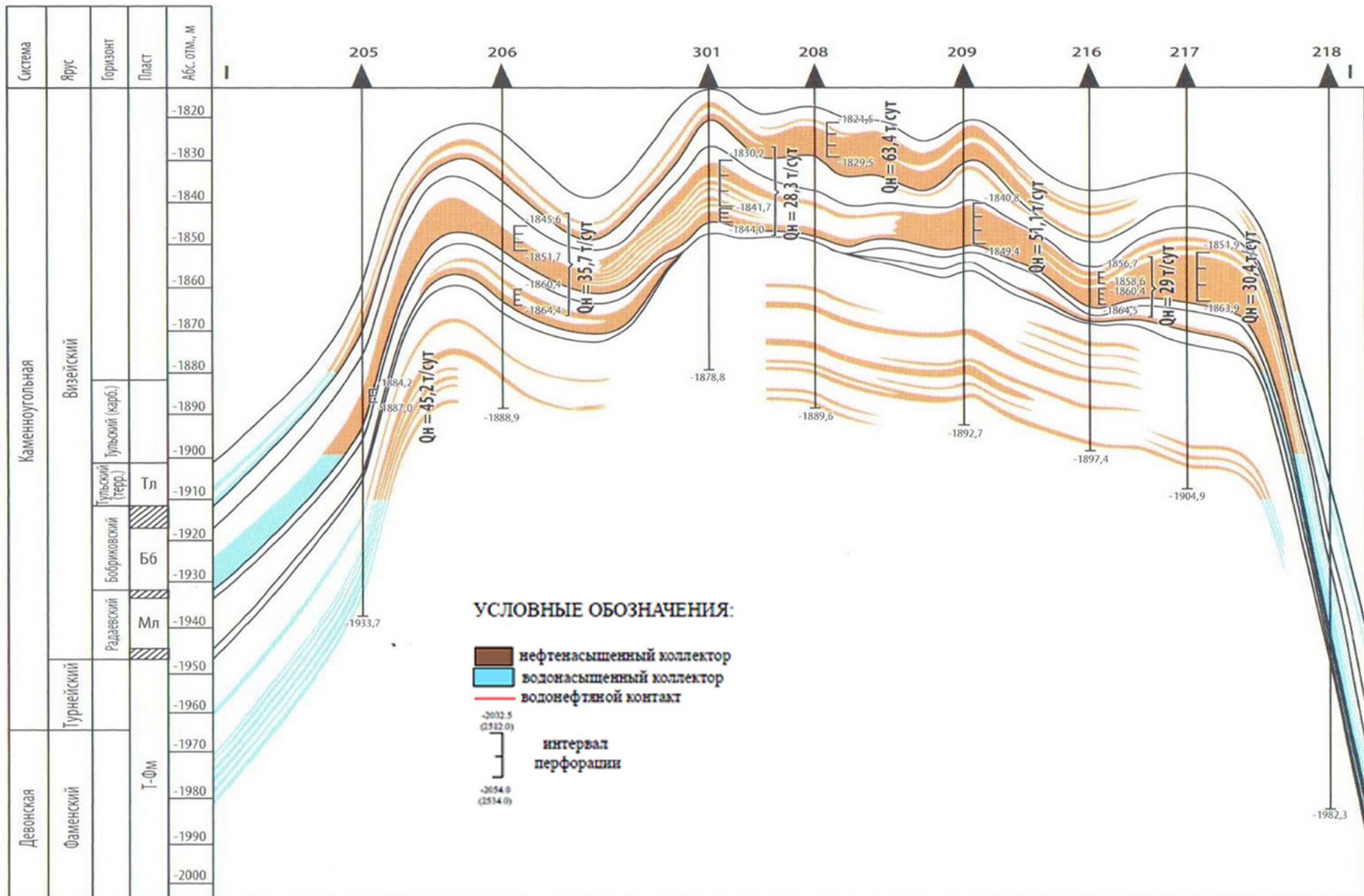


Рис. 4.1. Схематический геологический профиль каменноугольных отложений Шершневогo месторождения

Для бобриковской залежи характерно развитие зон увеличенных толщин коллекторов, формирование которых связано с существовавшими в бобриковское время речными потоками. В современном плане это отражено в виде рукавообразных пористых песчаных форм северо-западного направления. Эффективная толщина пласта Бб составляет от 12 до 20 м. Залежь пластовая, сводовая. Пласт Бб представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, с подчиненными прослоями каменного угля и каолинистых глин. Коллекторы преимущественно представляют собой мелкозернистые и средне-мелкозернистые песчаники. Средние значения коэффициентов $K_{п}$ и k равны 17,4% и 0,401 мкм² [17].

Пласт Мл представлен неравномерным переслаиванием кварцевых песчаников и алевролитов с известковыми, битуминозными, углистыми аргиллитами, коллекторы – преимущественно мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками. Средние значения $K_{п}$ и k по залежи составляют соответственно 14,4% и 0,206 мкм². Эффективная толщина пласта Мл составляет от 3 до 20 м. Повышенные значения эффективных толщин приурочены к склонам структуры облекания рифового массива. Породы радаевского возраста несогласно залегают на турнейских карбонатных отложениях, а в зонах размыва полностью отсутствуют. Залежь пласта Мл пластовая, сводовая, литологически и стратиграфически экранированная [17].

Таким образом, для визейских залежей в значительной степени отличаются характер распределения эффективных толщин, особенности экранирования ловушек, фациальные условия и ФЕС. Поэтому для пластов Тл, Бб, Мл изучение зональности распространения коллекторов с различной степенью гидрофобизации поверхности пород выполнено отдельно.

На данной основе в целом для визейских отложений (рис.4.2) и отдельно для залежей Тл, Бб и Мл (рис.4.3, 4.4, 4.5) построены схемы распространения доли гидрофобных коллекторов, которые показали существенные различия в распределении коллекторов различных типов смачиваемости по площади (и в объеме) залежи.

Коллектора визейских отложений Шершневого месторождения

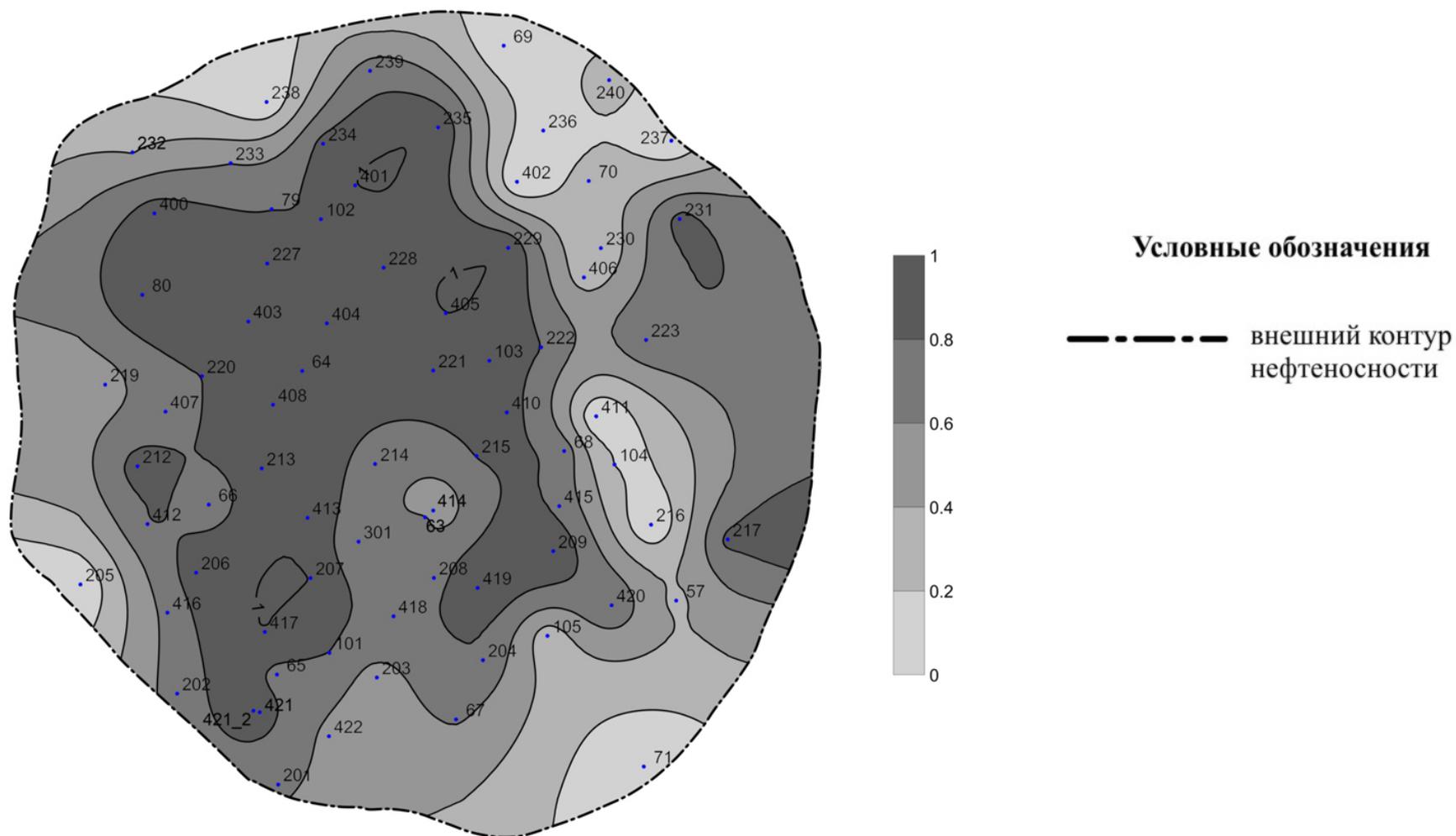


Рис. 4.2. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для визейских отложений Шершневого месторождения

пласт Тл

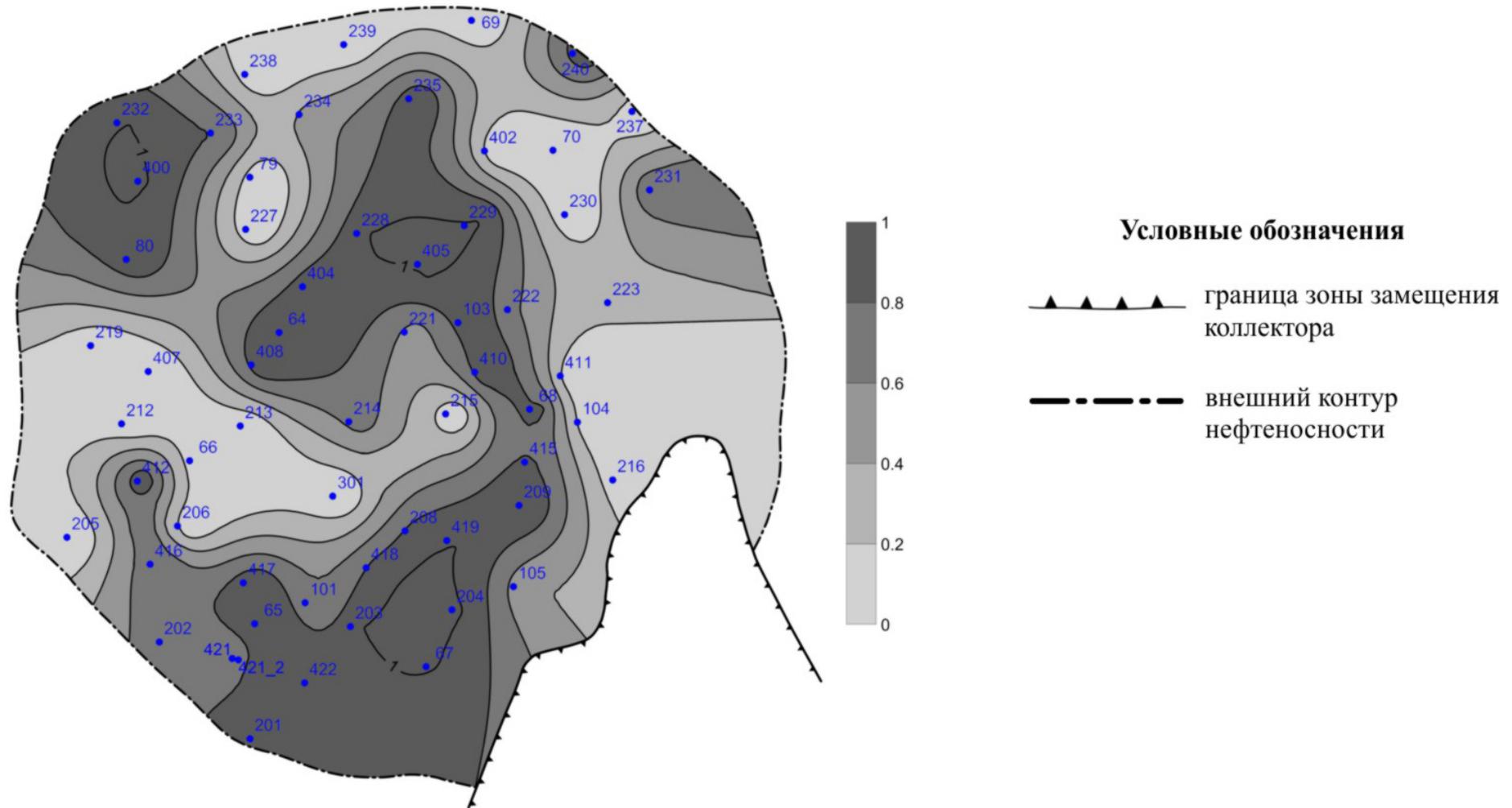


Рис. 4.3. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Тл Шершневого месторождения

пласт Бб

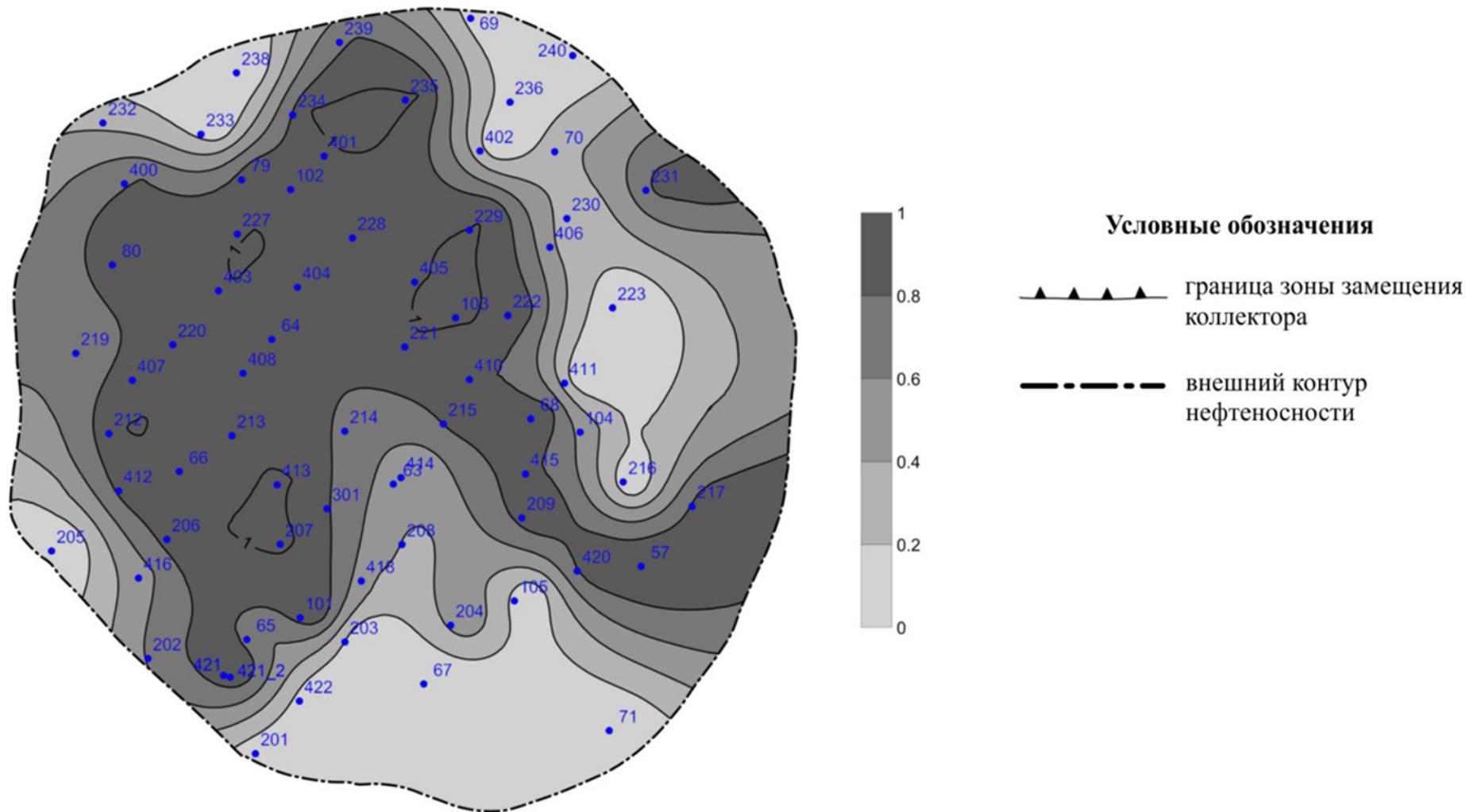


Рис. 4.4. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Бб Шершневого месторождения

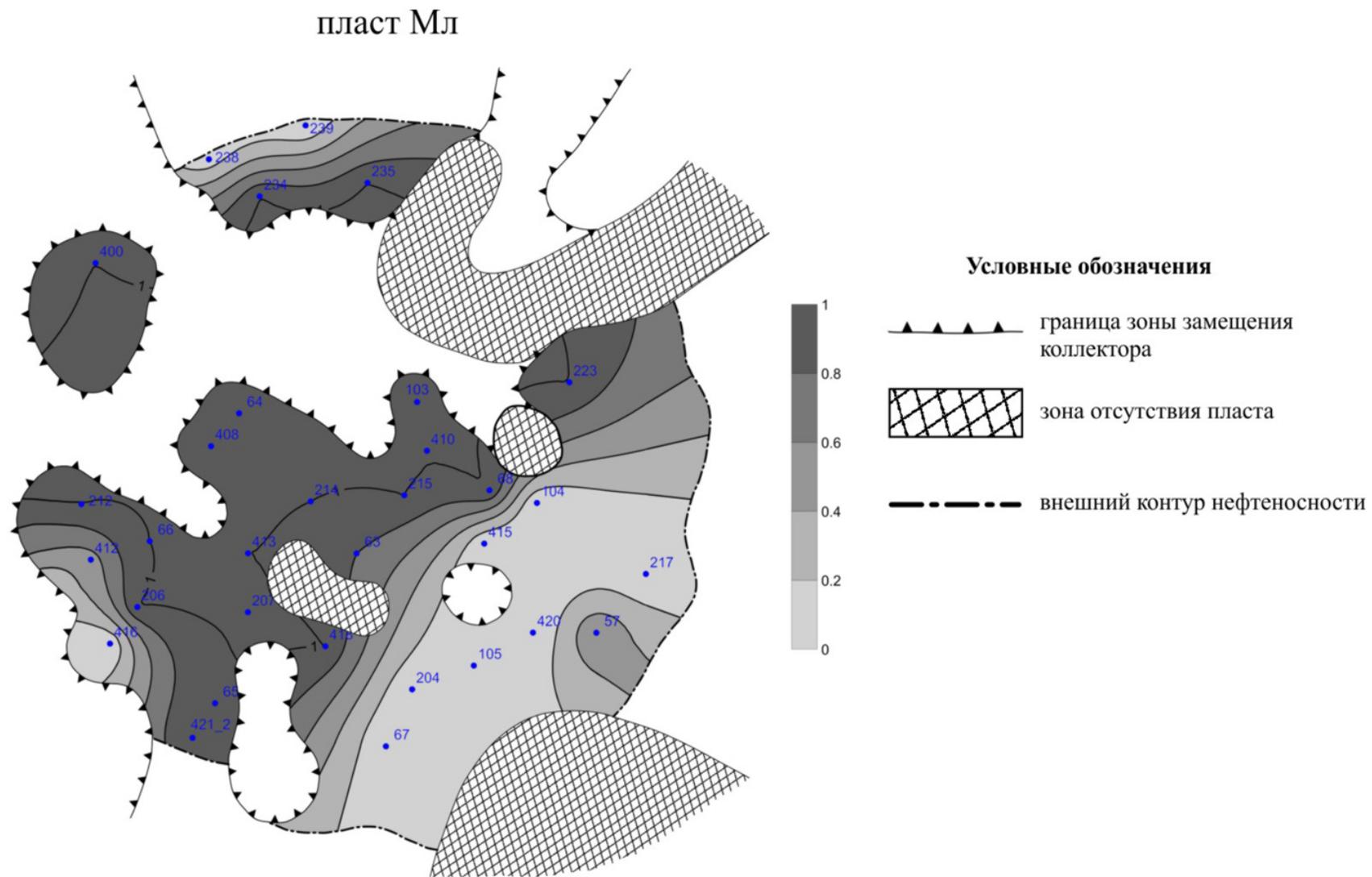


Рис. 4.5. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Мл Шершневого месторождения

Установленная зональность распространения участков гидрофильных и гидрофобных коллекторов подтверждает верность подхода отдельного изучения смачиваемости визейских объектов.

Из рис.4.3 видно, что для тульской залежи гидрофобный тип коллектора распространен в южной, центральной и частично в северо-западной части залежи. Гидрофильный же тип преимущественно приурочен к внешнему контуру нефтеносности на севере, западе и востоке залежи. Кроме этого, ряд единичных скважин (240, 231), расположенных вблизи контура питания также отнесены к гидрофобному типу.

Для бобриковской залежи гидрофобный тип коллектора установлен в центральной части залежи, удаленной от контура ВНК. Гидрофильный тип приурочен к участкам вблизи контура питания. Исключение составляет восточная часть залежи, где гидрофобизация пород примыкает к контуру нефтеносности (рис.4.4).

В целом доли объемов гидрофильных и гидрофобных коллекторов для пластов Тл и Бб можно считать количественно сопоставимыми. Для обеих залежей гидрофобизация коллекторов закономерно растет по мере удаления от контура нефтеносности.

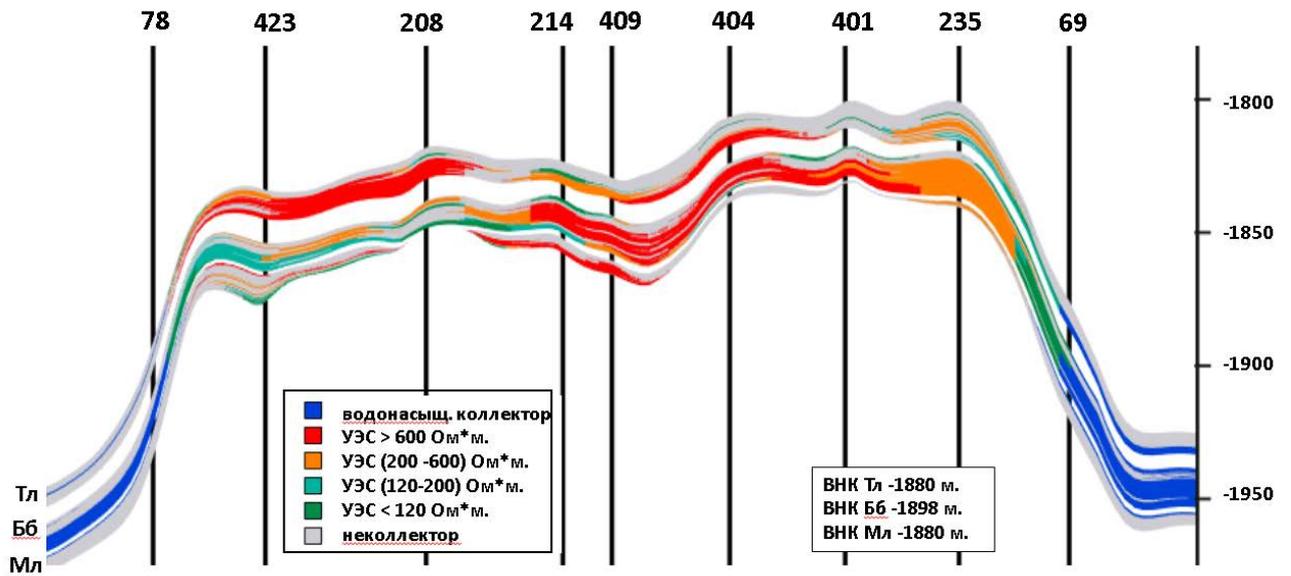
Отличительной особенностью залежи пласта Мл является значительно большие объемы замещения коллекторов плотными породами, что особенно характерно для ее западной части (рис.4.5). Практически все районы, примыкающие к выклиниванию коллекторов, характеризуются гидрофобным типом. Исключением является участок на юго-востоке залежи (район скважин 412, 416). Районы близкие к внешнему контуру в юго-восточной части и фрагментарно на севере залежи (район скважин 238, 239), напротив, преимущественно гидрофильны. В целом для залежи пласта Мл коллекторов преобладает гидрофобный тип коллектора, что возможно объяснимо большими объемами замещения коллекторов плотными породами.

Заключительным этапом работ явилось построение цифровой трехмерной геологической модели визейских залежей Шершневого месторождения с

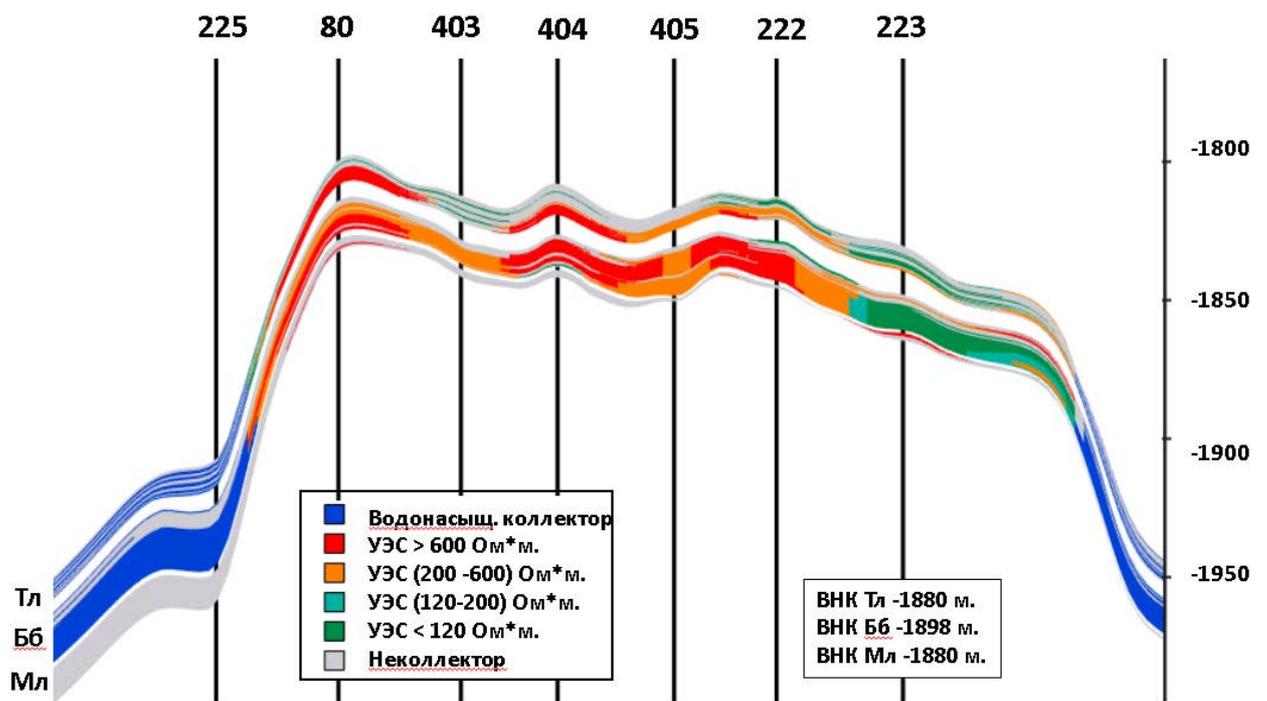
учетом оценки характера смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов (рис.4.6). Из геологической модели видно, что участки с наиболее высокими значениями УЭС, с которыми отождествляются гидрофобные коллекторы, закономерно локализуются в сводовой части залежи. На крыльях локальной структуры, напротив, в целом преобладают гидрофильные участки. Закономерное распределение коллекторов с различными типами смачиваемости не противоречит гипотезе влияния стабилизации древних ВНК на процессы гидрофобизации коллекторов.

Аналогичный анализ с выделением зон развития гидрофильных и гидрофобных коллекторов выполнен для визейских залежей Сибирского нефтяного месторождения. По величине запасов Сибирское месторождение среднее, по сложности геологического строения относится к сложным.

Структурный план Сибирского месторождения определяет позднедевонский рифогенный массив, осложненный двумя куполами (Сибирским и Родыгинским), которые отделены друг от друга небольшим прогибом. Структурный план месторождения изучен сейсмическими исследованиями по технологии 3D, покрывающих Сибирское поднятие, и сейсморазведкой 2D, охватывающей Родыгинское поднятие. Структура имеет унаследованный характер развития, сохраняя форму и очертания, но выполаживается вверх по разрезу. Сводовые части куполов смещены к западу относительно общего контура поднятия, в результате чего их западные крылья являются значительно более крутыми чем восточные. В визейских отложениях к обоим куполам приурочена общая пластовая сводовая залежь нефти [16].



а



б

Рис. 4.6. Распределение визейских коллекторов с различными показаниями УЭС на геологических разрезах Шершневого нефтяного месторождения в направлениях: а – юг-север; б – запад-восток

Отличительной особенностью месторождения является ее непосредственное нахождение в пределах юго-восточной части Верхнекамского месторождения калийно-магневых солей (ВКМКС). Причем северная часть Родыгинского купола попадает в пределы Талицкого участка, запасы калийно-магневых солей которого отнесены к промышленной категории С₁. Глубокое бурение на нефть в данной части месторождения законодательно запрещено, в связи с чем северная часть Сибирского месторождения скважинами не изучена. Геологические построения данного участка выполнены по данным сейсморазведки и интерполяции соседних прилегающих к нему скважин.

Разбуривание Сибирского месторождения эксплуатационным фондом скважин начато с 1997 года. Промышленная разработка визейских отложений идет в отложениях бобриковского возраста, в пределах которых выделены пласты Бб1, Бб2, Бб3, Бб4 с единым водонефтяным контактом на отметке -2073 м.

Вышележащие тульские терригенные отложения (Тл2а_а и Тл2б) представлены, в основном, аргиллитами и алевролитами. Продуктивная часть тульских пластов представлена отдельными линзами с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м (за исключением 4,8 м в скважине 147). Самостоятельного промышленного интереса тульские пласты не представляют. Отложения нижележащего по отношению к бобриковским отложениям радаевского горизонта (пласт Мл), представленные алевролитами и аргиллитами с редкими линзовидными прослоями песчаников, также не поставлены на Государственный баланс.

Бобриковские продуктивные пласты характеризуются неоднородностью и изменчивостью литологического состава как по площади, так и по разрезу и представлены переслаиванием средне- и мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов, в кернах установлено присутствие битума и пирита. В большинстве случаев песчаник сцементирован за счет механического уплотнения зерен и их частичной регенерации. В ряде случаев в небольшом количестве могут присутствовать цементы каолинит-гидрослюдистого (глинистого) или карбонатного состава.

В неэффективной части встречены песчаники разной зернистости, реже алевролиты, с более обильными чем в коллекторах цеменами: глинистым (до 15-20%), карбонатным (кальцит, сидерит – до 25%, доломит – до 7%), либо смешанным карбонатно-глинистым, пиритовым, битумным.

Физико-химические свойства нефтей в визейских залежах аналогичны. Нефть по плотности особо легкая (плотность 0,82 г/см³), малосернистая (0,3%), парафинистая (4,9%), смолистая (7,7%), незначительной вязкости (1,2 мПа·с). Отбор проб на разные даты в скважинах показывает постоянство содержания асфальтено-смолистых компонентов и вязкостно-плотностных характеристик нефтей, что говорит об отсутствии процессов окисления нефти в процессе эксплуатации залежей [16].

Пористость коллекторов по данным ГИС изменяется от 8 до 21%, проницаемость от 0,003 до 1,8 мкм². При этом для пластов Бб1-Бб4 установлены значительные различия в формировании зон коллекторов и ФЕС как во высоте, так и по площади залежи. Схематический геологический профиль визейских отложений Сибирского месторождения представлен на рис.4.7.

Для пласта Бб1 в южной части месторождения выделяется обширная зона замещения коллекторов плотными породами (27 скважин). В продуктивной части пласта выделено от 1 до 5 проницаемых пропластков общей толщиной от 2.4 до 10 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0.6 до 7.7 м.

Нефтенасыщенную часть пласта по данным гранулометрии составляют слабоглинистые (до 3%) мелко-средне- и разномерные песчаники. Песчаники сложены полуокатанными и угловато-окатанными кварцевыми зернами, сцементированными путем уплотнения и неравномерно глинистым (каолинит-гидрослюдистого состава) материалом (до 10%). В ряде скважин в виде прерывистых пленок по стенкам пор и на контактах зерен, реже непосредственно в порах встречен битумный цемент.

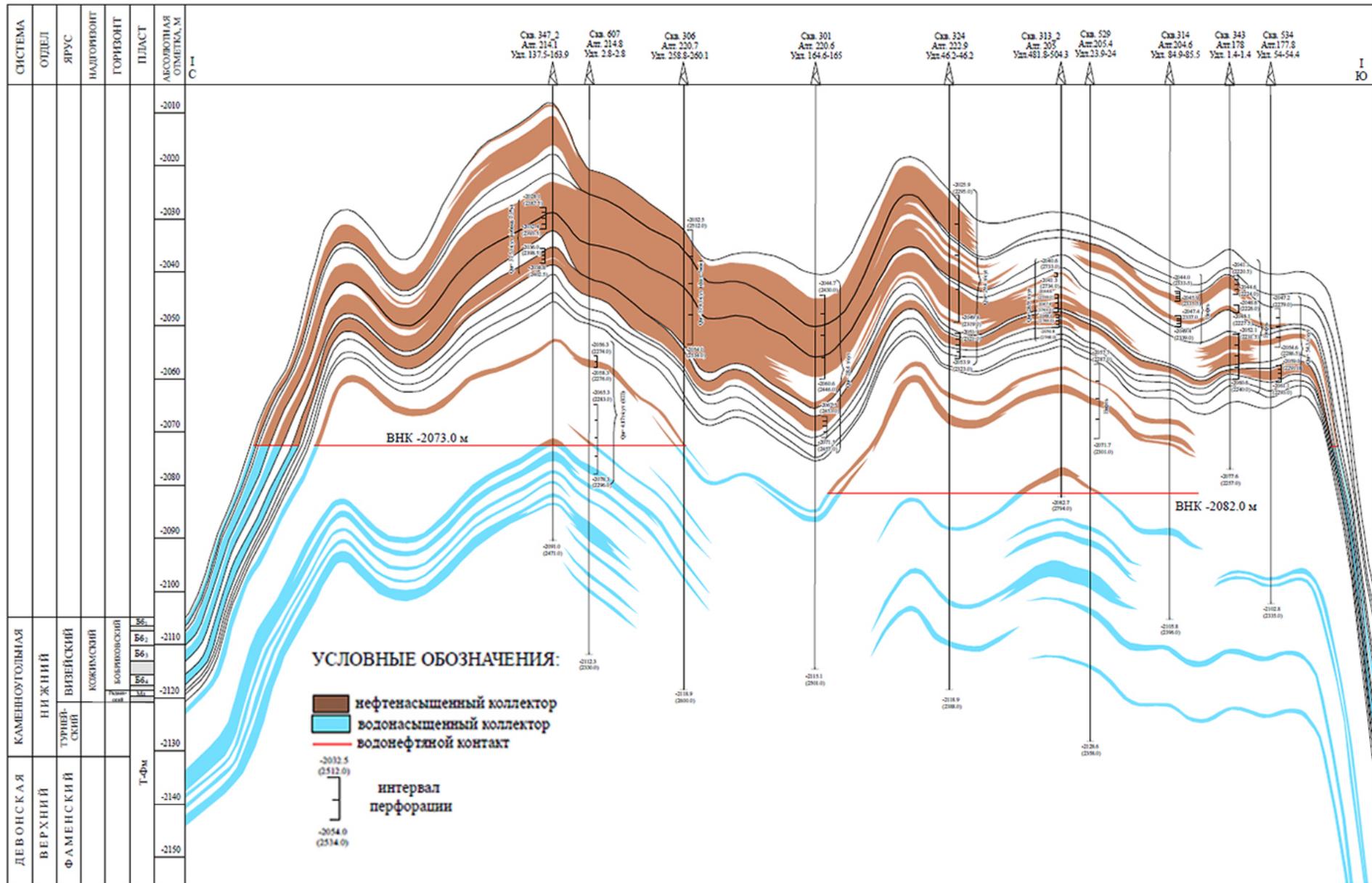


Рис. 4.7. Схематический геологический профиль каменноугольных отложений Сибирского месторождения

В нефтенасыщенной части K_n по ГИС изменяется от 8 до 19%. Средние значения по керну для K_n – 13,7%, для K_n – 0,76%. Проницаемость изменяется от 3 до 0,817 мкм², среднее значение k по керну – 0,148 мкм². Распределение проницаемости нестабилизированное с максимумом значений в интервалах 0,1-0,25 мкм² и 0,25-0,5 мкм².

Пласт Бб2 отделяется от вышележащего пласта непроницаемым разделом толщиной от 0.4 до 3.6 м, для ряда участков пласты не имеют раздела. В целом для пласта Бб2 отмечена лучшая отсортированность зерен чем для Бб1 и пониженное содержание цемента. В целом коллекторские свойства пласта Бб2 лучше чем в пласте Бб1.

Для пласта Бб2 в южной части месторождения, а также на Сибирском куполе, выделяются зоны замещения коллекторов плотными породами. В продуктивной части пласта выделено до 7 проницаемых пропластков общей толщиной от 3 до 12 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 до 11 м.

Нефтенасыщенную часть пласта Бб2 сложена песчаниками средне- и мелкозернистыми, со средним содержанием глины до 3%. В водонасыщенной части отмечено преобладание среднезернистых песчаников, часто с карбонатным цементом. Песчаники сложены угловато-окатанными и полуокатанными кварцевыми зёрнами, сцементированные либо с помощью механического уплотнения, либо слабо глинистые (до 4%). В ряде случаев вместе с уплотнением распространен глинистый материал (до 3%), доломит (до 2%), пирит и сидерит (до 2%), битуминозность.

Средние значения K_n и K_n для коллекторов нефтенасыщенной части пласта Бб2 по керну равны соответственно 15,6% (от 10 до 20%) и 87,5%. Распределение проницаемости асимметричное с максимумом в интервале 100-250 мкм², при среднем значении k составляет 0,253 мкм².

Пласт Бб3 отделяется от вышележащего пласта непроницаемым разделом толщиной от 0.6 до 3.0 м, в 6-ти скважинах пласты сливаются. Замещение коллектора плотными породами установлено как на Сибирском, так и на Родыгинском куполе. В пласте Бб3 выделено от 1 до 9 проницаемых пропластков

общей толщиной от 3 до 11 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 до 11 м. Отсортированность песчаников в нефтенасыщенной части пласта Бб3 несколько выше, чем в пласте Бб2.

В нефтяной части пласт Бб3 в равной степени представлен песчаниками средне- и мелкозернистыми, в меньшей степени – разномернистыми. Коллекторы сложены угловато-окатанными и полуокатанными зернами кварца, сцементированными за счет уплотнения, иногда сидеритом и доломитом (до 3%), глиной (до 7%), битумом (до 12%).

В водонасыщенной части преобладают разномернистые и мелкозернистые песчаники. Средняя глинистость коллекторов в нефтенасыщенной части составляет 2,5% (от 1 до 3%), карбонатность приурочена в основном к мелкозернистым песчаникам. В водонасыщенной части глинистость несколько выше, отмечается слабая карбонатность.

ФЕС песчаников из нефтенасыщенной части пласта Бб3 изменяются в большем диапазоне, чем в других бобриковских пластах (K_p – от 8,0 до 21%, k – до 1,8 мкм²). Средние значения по керну K_p – 15,4%, K_n – 87,5%, k – 0,265 мкм². Распределение проницаемости асимметричное, 50% значений приходится на интервалы k от 0,1 до 0,25 и от 0,25 до 0,5 мкм².

Пласт Бб4 отделяется от вышележащего пласта непроницаемым разделом толщиной от 0,4 до 3 м, в 2-х скважинах раздел между пластами отсутствует. На ряде участков Сибирского и Родыгинского поднятий коллектор в пласте замещен плотными породами. В пласте Бб4 выделено от 1 до 3 проницаемых прослоев общей толщиной от 0.6 до 7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет от 0.6 до 5 м.

В основном коллекторы пласта Бб4 представлены низкоглинистыми (до 3%) мелкозернистыми песчаниками, в меньшей степени средне- и разномернистыми. Коллекторы сложены угловато-окатанными зернами кварца, сцементированными путем механического уплотнения. В качестве цемента отмечается и глина (до 5%), сидерит (до 5%), доломит (до 2%). В ряде скважин встречены битум, рассеянный пирит (до 2%).

Средние значения по керну составляют для $K_{п} - 14,5\%$, для $K_{н} - 89,8\%$, для $k - 0,258$ мкм². Распределение проницаемости асимметричное, половина значений k приходится на интервалы от 0,1 до 0,25 и от 0,25 до 0,5 мкм² [16].

С учетом значительной дифференциации визейских залежей Сибирского месторождения по характеру распределения эффективных толщин, особенностям экранирования ловушек и ФЕС для пластов Бб1, Бб2, Бб3, Бб4 изучение зональности распространения коллекторов с различной степенью гидрофобизации поверхности пород выполнено отдельно. В целом для визейских отложений (рис.4.8) и отдельно для залежей Бб1, Бб2, Бб3, Бб4 (рис.4.9, 4.10, 4.11, 4.12) построены схемы распространения доли гидрофобных коллекторов.

Как и в случае Шершневого для Сибирского месторождения также установлена зональность распространения участков гидрофильных и гидрофобных коллекторов.

Из рис.4.9 видно, что для залежи Бб основная часть залежи представлена гидрофильными коллекторами, где лишь ряд единичных скважин (310, 347, 361, 365 и 375) отнесены к гидрофобному типу. Гидрофобный тип коллектора на значительной площади залежи встречен на ее южной части вблизи зоны замещения коллекторов.

Ниже по разрезу для залежи Бб2 гидрофобный тип коллектора представлен уже в значительно большей степени, преимущественно в ее восточной и западной частях. Гидрофильный тип приурочен к центральной сводовой части (рис.4.10).

Для залежей Бб3 (рис.4.11) и Бб4 (рис.4.12) доля гидрофобных коллекторов еще более резко возрастает. Причем небольшие по площади участки с гидрофильным типом коллектора, как правило, приурочены к внешнему контуру нефтеносности с активным водообменом и отсутствием зон выклинивания коллекторов.

пласт Бб1-4

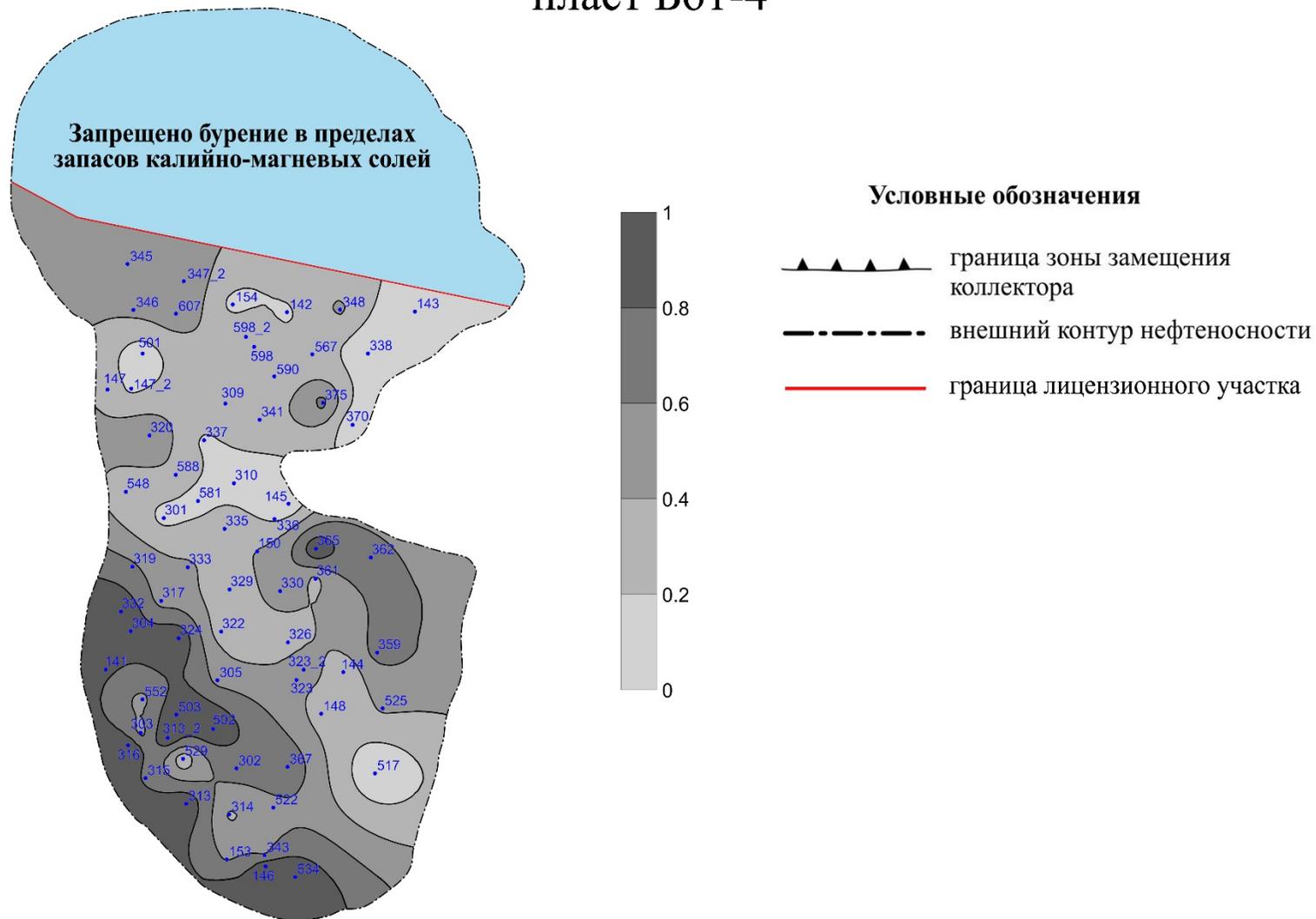


Рис. 4.8. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для визейских отложений Сибирского месторождения

пласт Бб1

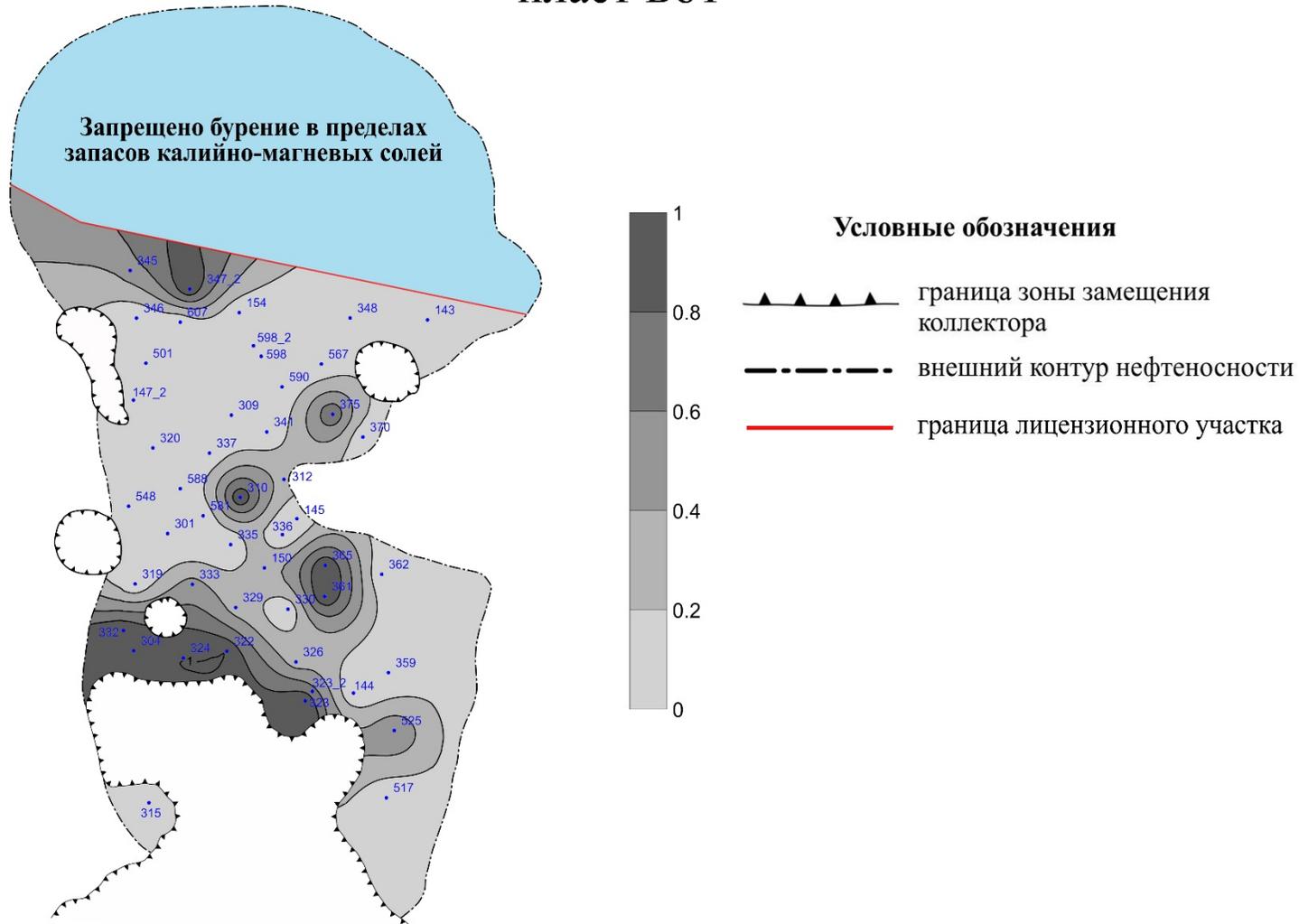


Рис. 4.9. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Бб1 Сибирского месторождения

пласт Б62

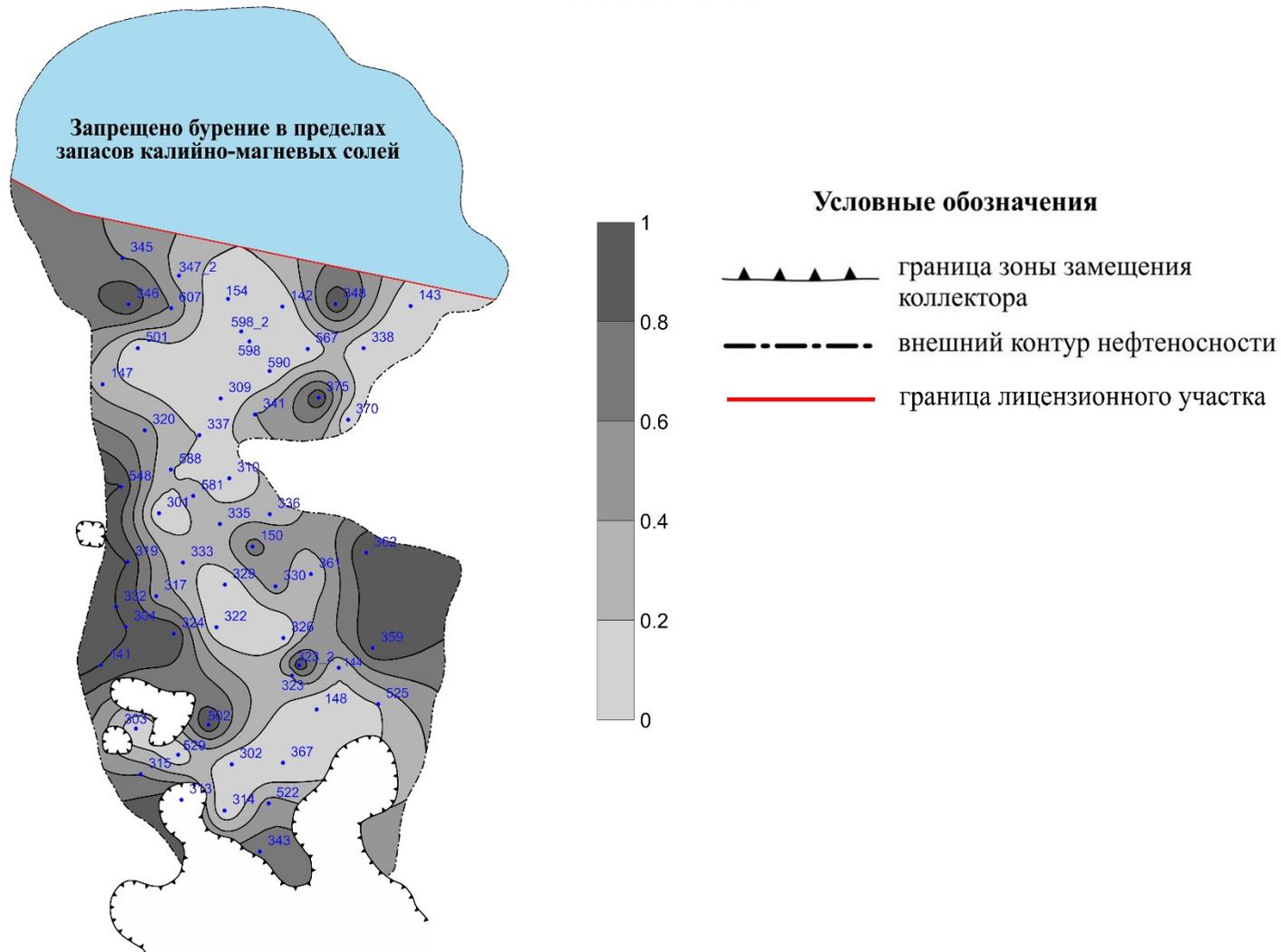


Рис. 4.10. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Б62 Сибирского месторождения

пласт Бб3

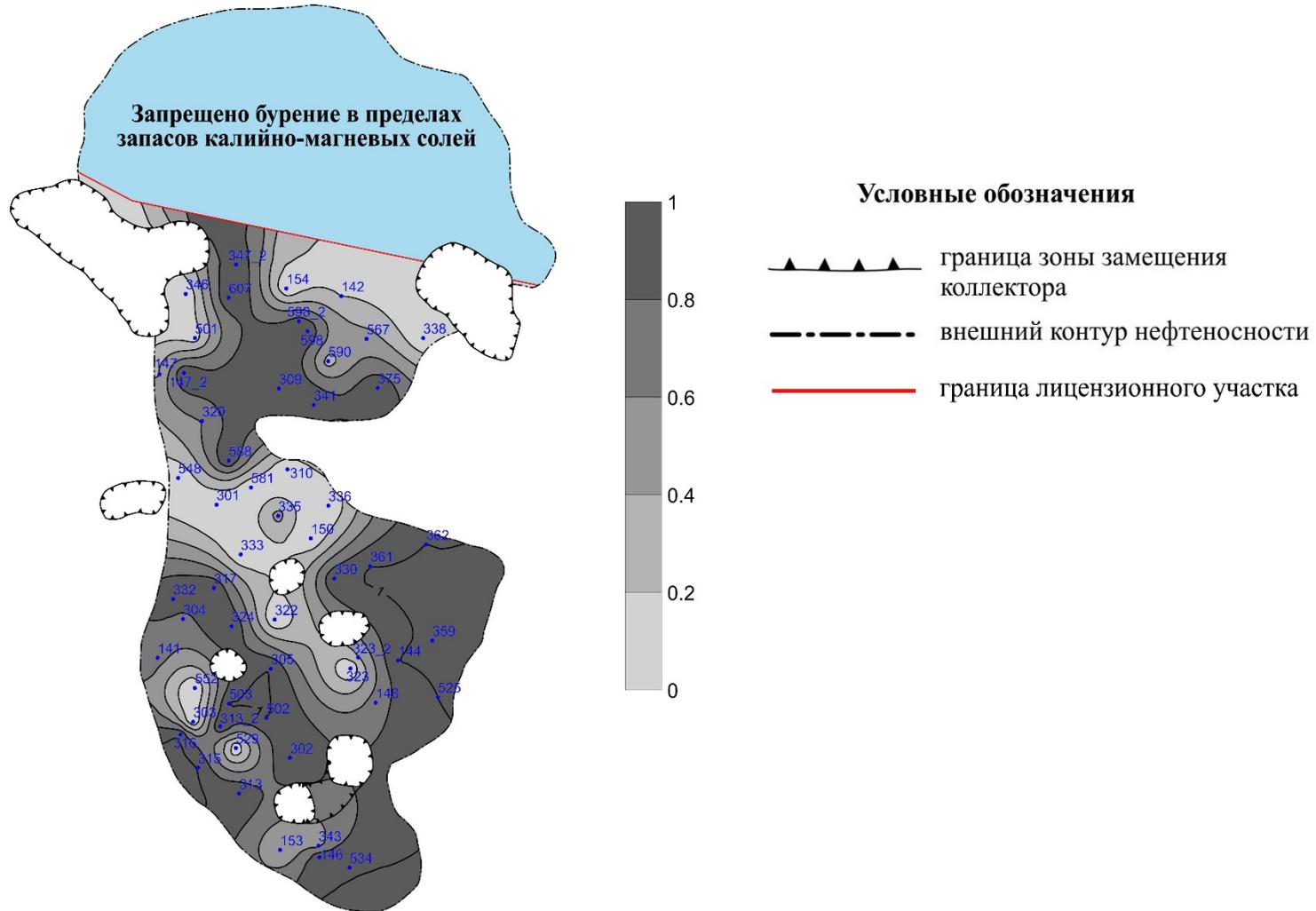


Рис. 4.11. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Бб3 Сибирского месторождения

пласт Б64

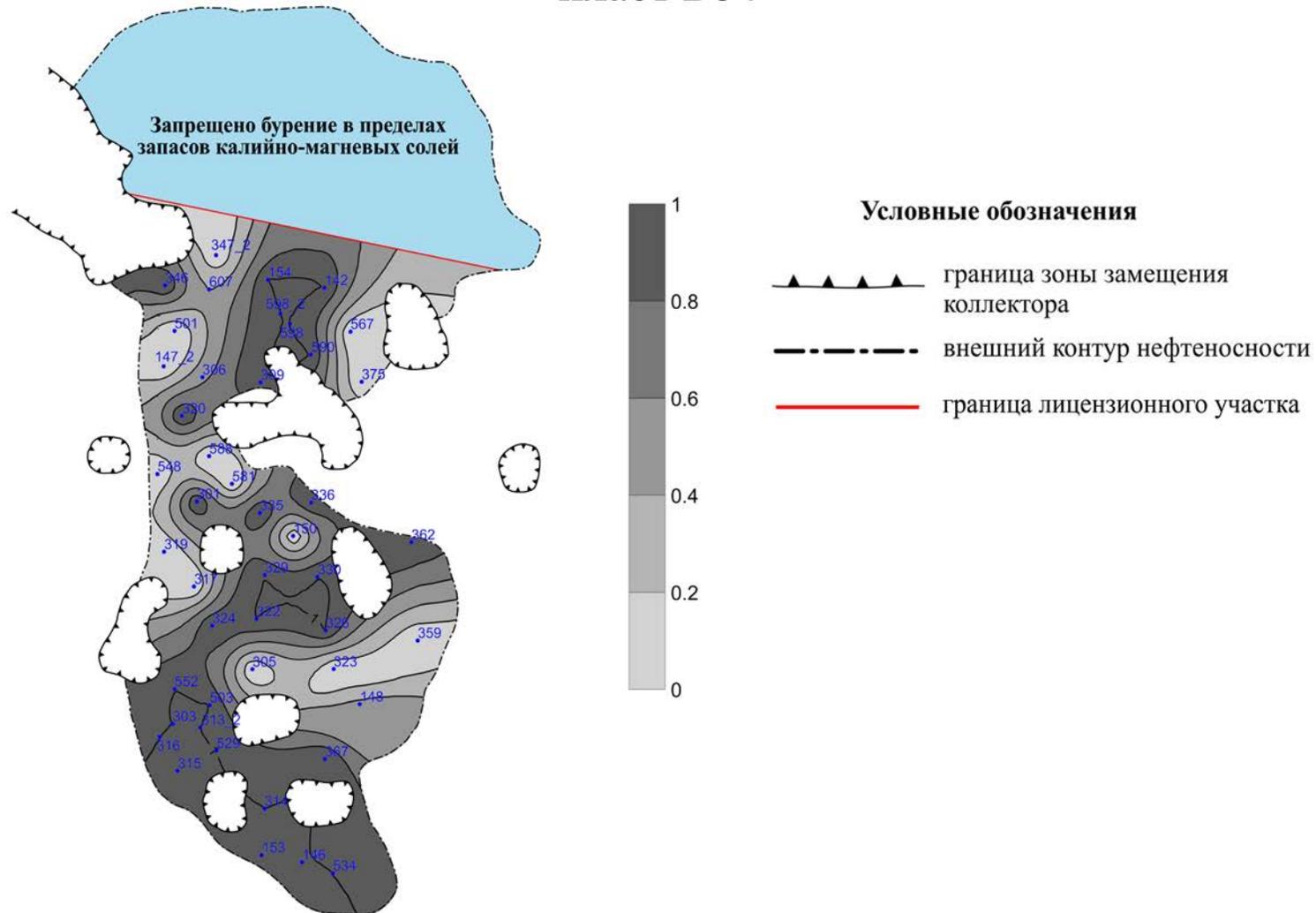


Рис. 4.12. Схема распространения степени гидрофобизации коллекторов для залежей пласта Б64 Сибирского месторождения

На заключительном этапе для визейских отложений Сибирского месторождения построена цифровая трехмерная геологическая модель, в которой на основе данных УЭС учтен тип смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов (рис.4.13). Из геологической модели визейских залежей видно, что участки абсолютно гидрофобных коллекторов ($УЭС > 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) локализуются в сводовой части Сибирского поднятия. Более широко по площади визейских залежей представлены преимущественно гидрофобные интервалы коллекторов ($200 \text{ Ом}\cdot\text{м} < УЭС < 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), которые также тяготеют к повышенным интервалам поднятий. Гидрофильные коллекторы более широко распространены на крыльях локальных структур.

Таким образом, для визейских залежей как Шершневого, так и Сибирского месторождений установлено закономерное распределение коллекторов с различными типами смачиваемости, что вероятно связано с гидрофобизацией коллекторов в условиях древних ВНК.

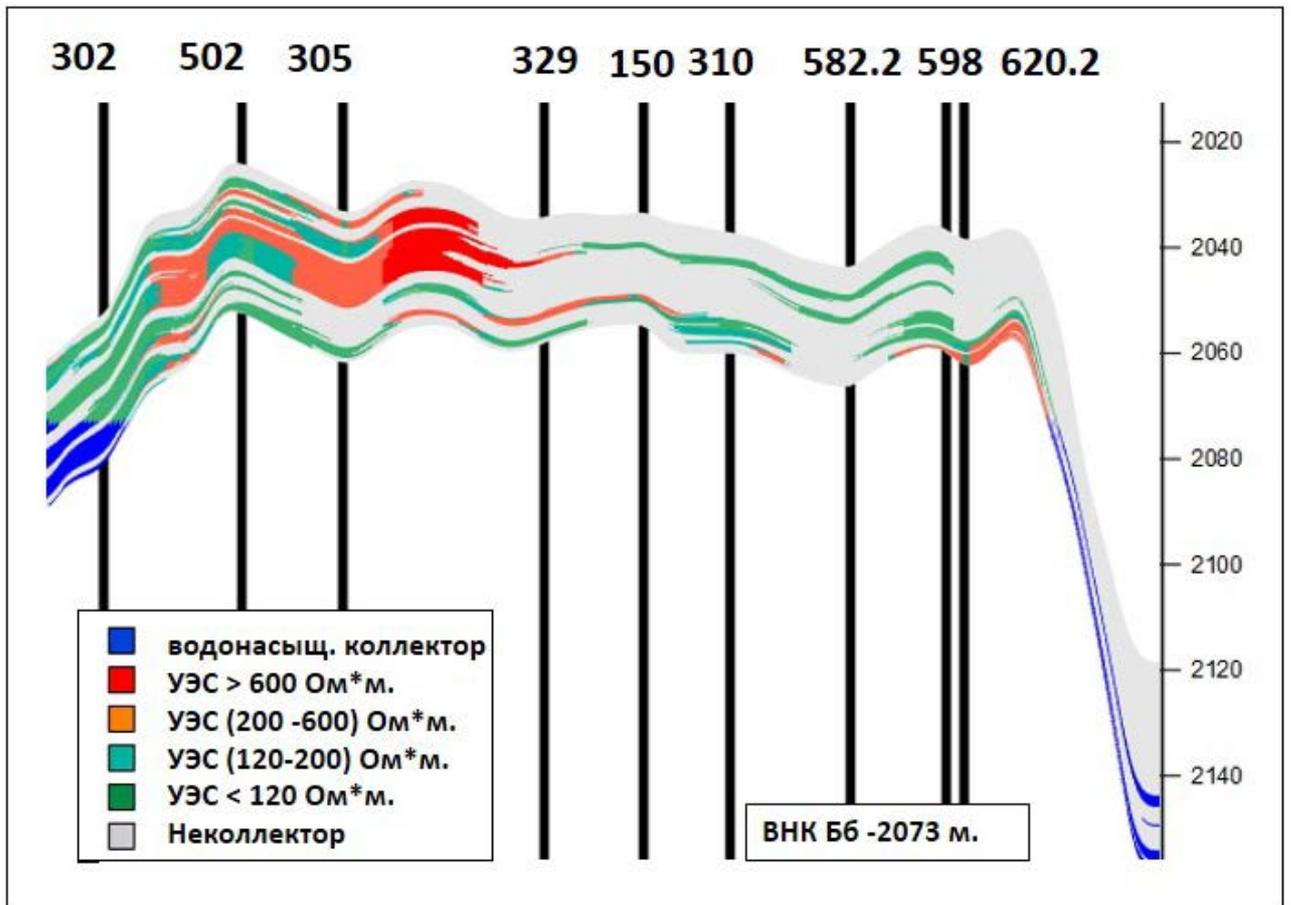


Рис. 4.13. Распределение визейских коллекторов с различными показаниями УЭС на геологическом разрезе Сибирского нефтяного месторождения в направлении юг-север

4.2. Оценка достоверности результатов применения разработанной методики на основе статистического анализа емкостных характеристик нефтяных залежей

Вторичные изменения коллекторов при прогрессивном характере развития древних ВНК преимущественно связаны с разуплотнением коллекторов. Исходя из этого, емкостные показатели в участках аномально высоких УЭС нефтенасыщенных коллекторов должны статистически значимо различаться от стандартных, превышая их вследствие преобладания процессов растворения пород. В наибольшей мере такие различия должны проявляться для показателя $K_{п}$, который достаточно надежно может быть определен для всех проницаемых интервалов скважин с толщинами более 0,8 м. Проведем такое сопоставление для визейских коллекторов низко- и высокоомной частей нефтяных залежей Шершневого и Сибирского месторождений.

В таблице 4.1 для визейских залежей Шершневого месторождения приведено распределение средних значений $K_{п}$, оцененных по данным ГИС, для различных диапазонов УЭС. Анализ таблицы 4.1 позволяет выделить три диапазона УЭС коллекторов, для которых установлены принципиальные различия.

К первому типу относятся нефтенасыщенные интервалы низкоомного разреза ($УЭС < 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), для которых характерны преимущественно малопористые коллекторы ($K_{п}$ от 14 до 15%). Суммарно здесь проанализировано 107 интервалов, среднее значение $K_{п}$ и стандартное отклонения низкоомного разреза соответствуют: $14,5\% \pm 2,8\%$.

Со значениями УЭС в диапазоне 120–200 Ом·м для визейских коллекторов Шершневого месторождения не встречено ни одного пропластка. А затем с достижением УЭС в 200 Ом·м установлен резкий рост $K_{п}$ с его стабилизацией при УЭС более 600 Ом·м. В диапазоне УЭС от 200 до 600 Ом·м среднее значение $K_{п}$ составляет: $16,3\% \pm 2,2\%$ при $n=94$. Следующий резкий скачок установлен для

коллекторов с $УЭС > 600$ Ом·м, для которых: $K_n = 17,7\% \pm 2,3\%$ при $n=82$ (таблица 4.1).

Таблица 4.1

Распределение средних значений K_n в различных диапазонах $УЭС$ нефтенасыщенных коллекторов для визейских залежей Шершневого месторождения

	интервалы $УЭС$, Ом·м					
	5-20	20-50	50-80	80-120	120-200	200-300
K_n , %	14,0	14,0	15,0	14,7	нет данных	16,0
n	15	34	36	22		32
	интервалы $УЭС$, Ом·м					
	300-400	400-500	500-600	600-700	700-1000	1000-2500
K_n , %	16,1	17,0	16,5	17,5	18,2	17,5
n	26	14	22	24	25	33

Для проведения статистической оценки емкостных характеристик коллекторов в зависимости от $УЭС$ проведен статистический анализ средних значений K_n по t -критерию Стьюдента. Статистический анализ проводился для следующих классов нефтенасыщенных коллекторов: $УЭС < 120$ Ом·м; 200 Ом·м $< УЭС < 600$ Ом·м; $УЭС > 600$ Ом·м.

При этом каждый из выделенных по $УЭС$ классов сравнивался с другими. В результате для всех классов установлены значимые различия, причем во всех случаях принятие нулевой гипотезы равенства средних значений абсолютно невероятно: при сравнении низкоомных коллекторов с промежуточным классом – 0,0001%, с высокоомными – менее 0,00005%, промежуточного класса с высокоомными – 0,0033%.

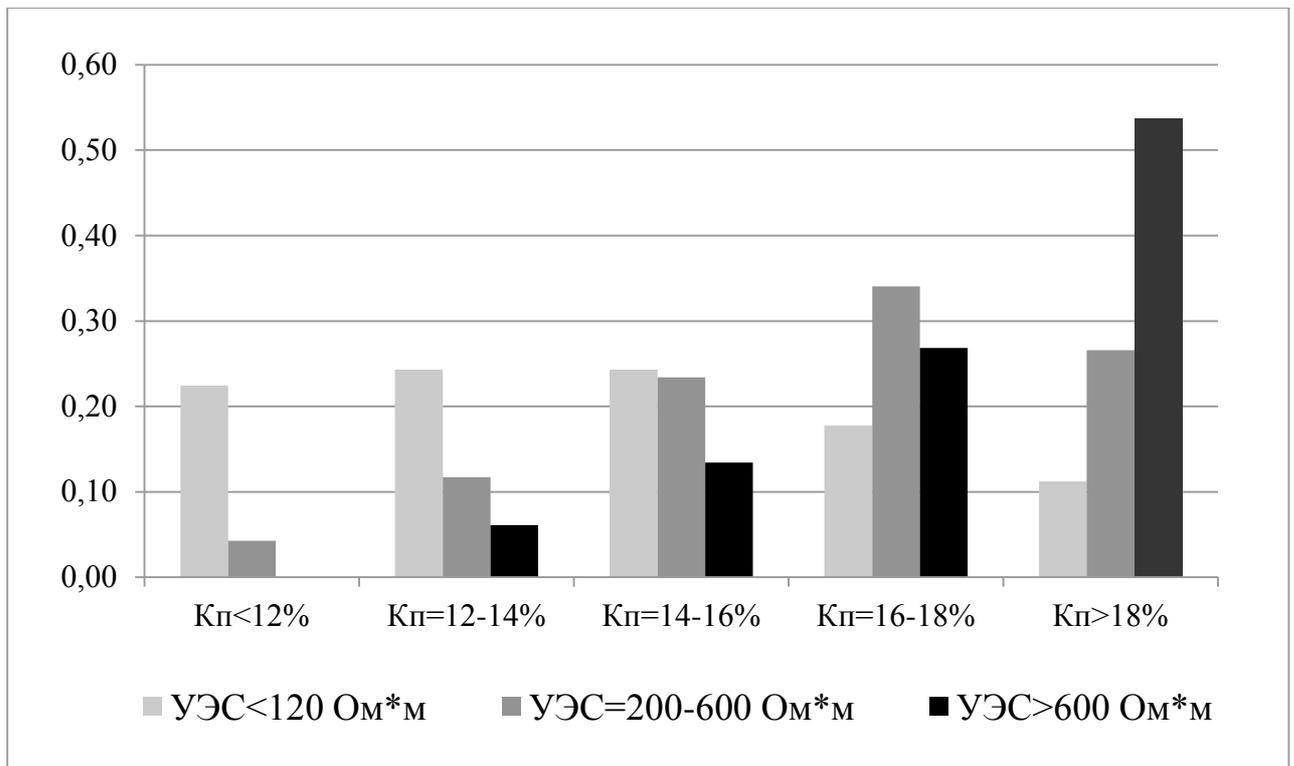


Рис. 4.14. Распределение коэффициентов пористости в зависимости от диапазонов УЭС пород для визейских нефтяных залежей Шершневого месторождения

Полученные статистические результаты свидетельствуют о том, что различия ФЕС коллекторов в выделенных диапазонах УЭС неслучайны, а определяются причинно-следственной связью. Коллекторы с повышенной пористостью вероятно приурочены к участкам стабилизации древних ВНК, в которых одновременно наиболее интенсивно происходили процессы растворения и гидрофобизации коллекторов, что и отражается в аномально высоких УЭС.

Средние значения $K_{п}$ не в полной мере характеризуют все многообразие возможных геологических ситуаций в объеме нефтяной залежи. Наиболее интенсивно процессы растворения должны проходить в наиболее высокочемких и проницаемых интервалах, в низкопроницаемых коллекторах рост $K_{п}$ должен проявляться в меньшей степени. Поэтому выполненный ранее анализ дополнен построением гистограммы распределения $K_{п}$ для различных по УЭС классов коллекторов (рис.4.14).

Из рис.4.14 видно, что для низкоомных интервалов ($УЭС < 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) при достаточно равномерном распределении наблюдается максимум в диапазоне $K_{п}$ 12-16%. Для коллекторов с $УЭС$ в диапазоне 200-600 $\text{Ом}\cdot\text{м}$ мода частоты значений $K_{п}$ приходится на 16-18%, причем на долю пропластков с $K_{п} < 12\%$ приходится 5% случаев. В наиболее высокоомном разрезе ($УЭС > 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) ярко выраженный максимум частоты $K_{п}$ (54%) приходится на наиболее пористые пропластки ($K_{п} > 18\%$). В данных условиях не встречены интервалы с $K_{п} < 12\%$, а их частота с $K_{п} < 14\%$ составляет лишь 6%.

Для визейских залежей Шершневого месторождения наиболее характерное (среднее) значение $K_{п} = 14,5\%$ для интервалов с $УЭС < 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ можно считать наиболее типичным для нефтенасыщенных коллекторов без влияния древних ВНК. Такие коллекторы не подвергались интенсивному окислению агрессивных сред, в результате чего процессы растворения в них были наименее выражены.

Для наиболее высокоомного разреза превышение $K_{п}$ до 17,7% относительно $K_{п} = 14,5\%$ достаточно велико. Такое превышение (3,2%) для высокоомных визейских коллекторов Шершневого месторождения можно рассматривать как осредненный прирост за счет разуплотнения коллекторов в условиях стабилизации древних ВНК.

Таким образом, для визейских эксплуатационных объектов Шершневого месторождения установлены безусловно значимые статистические различия в пористости пород в зависимости от $УЭС$ пород. Это вероятно является следствием процессов разуплотнения коллекторов в зонах гидрофобности пород, что в свою очередь связано с окислительными процессами на древних ВНК.

Распределение средних значений $K_{п}$ в различных диапазонах УЭС нефтенасыщенных коллекторов для визейских залежей Сибирского месторождения

	интервалы УЭС, Ом·м					
	5-20	20-50	50-80	80-120	120-200	200-300
$K_{п}$, %	14,4	15,3	15,4	15,3	14,9	14,6
n	10	55	63	59	59	46
	интервалы УЭС, Ом·м					
	300-400	400-500	500-600	600-700	700-1000	1000-3000
$K_{п}$, %	15,2	14,6	15,7	15,0	14,1	14,7
n	27	23	20	21	24	28

Аналогичный анализ проведен для визейских коллекторов Сибирского нефтяного месторождения. В таблице 4.2 для визейских залежей Сибирского месторождения приведено распределение средних значений $K_{п}$ при различных диапазонах УЭС. В отличие от Шершневого месторождения в данном случае закономерности роста значений $K_{п}$ с повышением УЭС не установлено. На всем диапазоне значений УЭС в среднем $K_{п}$ составляет 15,0% ($n=435$). Статистический анализ средних по t -критерию Стьюдента показал близость значений $K_{п}$ для классов нефтенасыщенных коллекторов с УЭС < 120 Ом·м; 200 Ом·м < УЭС < 600 Ом·м; УЭС > 600 Ом·м.

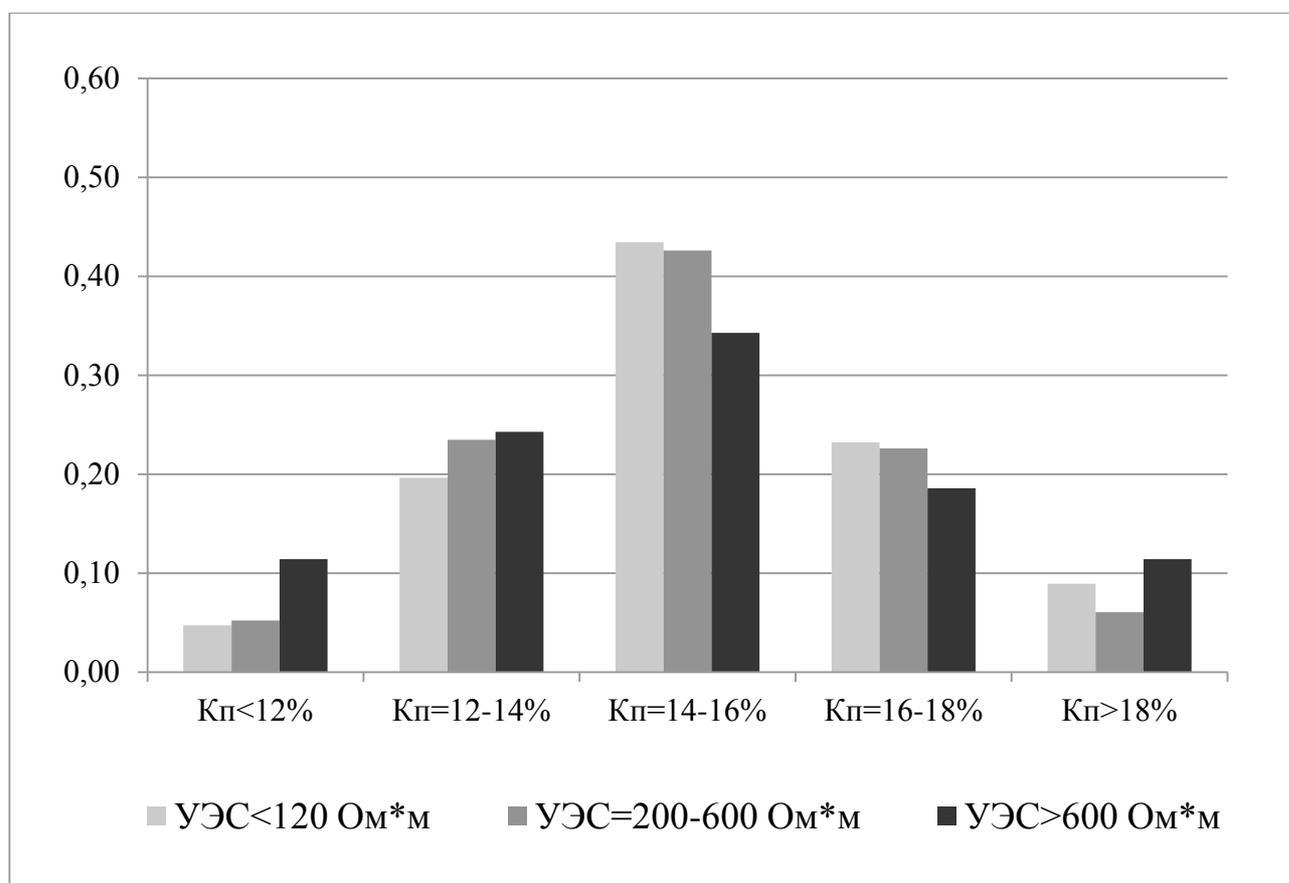


Рис. 4.15. Распределение коэффициентов пористости в зависимости от диапазонов УЭС пород для визейских нефтяных залежей Сибирского месторождения

Из рис.4.15 видно, что в целом для всех классов УЭС при достаточно равномерном распределении наблюдается максимум в диапазоне K_p 14-16%. При этом для класса УЭС > 600 Ом·м мода распределения наименее выражена, а частоты распределений для $K_p < 12\%$ и $K_p > 18\%$ в обоих случаях превышает 10%. Возможно повышенную долю (11%) коллекторов с УЭС > 600 Ом·м можно связывать с процессами разуплотнения коллекторов в условиях стабилизации древних ВНК.

Выводы по главе

Реализация для визейских залежей Соликамской депрессии методика оценки смачиваемости по данным комплексирования методов рентгеновской томографии керна и электрометрии скважин позволила:

- построить геологические трехмерные модели визейских эксплуатационных объектов Шершневого и Сибирского нефтяных месторождений с учетом характера смачиваемости коллекторов;
- установить площадную зональность распространения преимущественно гидрофильных и гидрофобных коллекторов в пределах визейских нефтяных залежей Шершневого и Сибирского месторождений;
- установить для визейских нефтяных залежей Шершневого месторождения значимое превышение ФЕС коллекторов в гидрофобном геологическом разрезе в сравнение с гидрофильными участками, что подтверждает преобладание процессов растворения пород в условиях стабилизации древних ВНК и незначительность этих процессов в пластах, незатронутых влиянием древних ВНК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные выводы проведенного диссертационного исследования сводятся к следующему:

1. Смачиваемость коллектора для визейских эксплуатационных объектов нефтяных залежей Соликамской депрессии оказывает существенное влияние на процессы заводнения, капиллярную пропитку, формирование текущей нефтенасыщенности и распределение остаточных запасов. Изучение керн методом Тульбовича не позволяют для визейских коллекторов Соликамской депрессии в полной мере достоверно оценить степень гидрофобизации нефтенасыщенных коллекторов. Применяемые в настоящее время методы оценки смачиваемости на керне являются косвенными, а их количественные оценки часто основаны на различных физических процессах. Визуализировать емкостное пространство горных пород с возможностью оценки его насыщения позволяют методы неразрушающего контроля, в том числе метод рентгеновской томографии керна.

2. Обосновано, что достоверным методом изучения смачиваемости пород и оценки их потенциальной пропитки являются рентгено-томографические исследования, выполняемые на стандартном керне ($d=30$ мм) после его предварительной экстракции. Для терригенных визейских коллекторов залежей Соликамской депрессии разработана и апробирована методика оценки смачиваемости пород методом рентгеновской томографии керна. Количественную оценку смачиваемости наиболее целесообразно осуществлять исходя из расчетных значений коэффициента пропитки керна раствором йодида натрия.

3. По рассчитанному коэффициенту пропитки горных пород нефтенасыщенные образцы керна классифицированы по степени их гидрофобизации. Методом рентгеновской томографии керна установлены породы с различными типами смачиваемости поверхности (абсолютно гидрофобные, преимущественно гидрофобные, гидрофильные с признаками гидрофобности,

абсолютно гидрофильные). Результаты оценки смачиваемости методом рентгеновской томографии керна для исследованных образцов хорошо согласуется с величинами удельных электрических сопротивлений пород, а процессы гидрофобизации коллекторов приводят к их аномально высоким значениям. Тип смачиваемости коллекторов может быть оценен комплексированием методов рентгеновской томографии керна и электрометрии скважин.

4. Для визейских залежей Соликамской депрессии предложена геологическая модель формирования зональности коллекторов с различным характером смачиваемости, предусматривающая гидрофобизацию коллекторов в результате длительного нахождения залежи в условиях влияния древних ВНК. Первоначально образованные при этом битумы для высокопористых коллекторов в дальнейшем экстрагируются последующими порциями мигрирующих к залежи углеводородов, что приводит к осветлению нефтенасыщенных коллекторов при сохранении их гидрофобности.

5. В условиях стабилизации древних ВНК преобладают процессы растворения пород, что при их высоких фильтрационно-емкостных характеристиках в еще большей степени увеличивает их пористость и проницаемость. Данный факт подтвержден проведенным в диссертации статистическим анализом, на основе которого установлены значимые различия в фильтрационно-емкостных характеристиках коллекторов для высокоомного и низкоомного разреза скважин.

6. На основе разработанной методики оценки смачиваемости по данным комплексирования методов рентгеновской томографии керна и электрометрии скважин для визейских залежей Шершневого и Сибирского нефтяных месторождений построены трехмерные геологические модели с учетом характера смачиваемости коллекторов. Для данных залежей установлена площадная зональность распространения гидрофильных и гидрофобных коллекторов. Для нефтенасыщенных гидрофобных участков коллекторов в сравнение с гидрофильными отмечено превышение фильтрационно-емкостных

характеристик, что подтверждает преобладание процессов растворения пород в условиях стабилизации древних ВНК и незначительность этих процессов в пластах, незатронутых таким влиянием.

7. Данные о пространственном развитии зон смачиваемости коллекторов могут эффективно использоваться при анализе разработки залежей нефти, в том числе при геологическом обосновании принятия технологических решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Кондрушкин Ю.М., Мусаев Р.А., Гашимов А.Ф., Лунина В.Н., Гасымов А.Ш., Адыгезалова А.А. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти // Нефтяное хозяйство. №8, Москва 2004. С.69-71.
2. Абдалла В., Бакли Д.С., Карнеги Э., Эдвардс Д., Херольд Б., Фордэм Э., Грауэ А., Хабаша Т., Селезнев Н., Синьер К., Хусейн Х., Монтарон Б., Зиауддин М. Основы смачиваемости // Нефтегазовое обозрение. 2007. Т. 19, № 2. - С. 54-75.
3. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов // Нефтегазовое дело. 2016, Т.15. № 2. С.34-37.
4. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., 2017, № 4. С.37-40.
5. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011, Т.9. № 4. С.47-50.
6. Аширов К.Б. Цементация приконтурного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние ее на разработку. – Тр. Гипрвостокнефть, 1959, вып. 2, с. 163-174.
7. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999. 285 с.
8. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.О. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии // Тр. БашНИПИнефть. – 1983. – Вып.65. – С.43-52.
9. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. М.: Недра, 1982.

10. Галкин В.И., Козлова И.А., Носов М.А., Кривошеков С.Н. Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа // Нефтяное хозяйство. М., 2015, №1, с.21-24.
11. Галкин С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11. № 4. С. 23-32.
12. Галкин С.В. Патент 2682098 РФ. Способ определения смачиваемости горных пород методом рентгеновской томографии керна / Галкин С.В., Ефимов А.А., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В., Черепанов С.С.; патентообладатель - Пермский национальный исследовательский политехнический университет; заявл. 06.04.2018, опубл. 14.03.2019.
13. Галкин С.В., Колычев И.Ю., Потехин Д.В., Илюшин П.Ю. Изучение вторичных изменений визейских коллекторов Соликамской депрессии в условиях стабилизации древних водонефтяных контактов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 2. С. 104-116.
14. Галкин С.В., Поплыгин В.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб.-метод. пособие / Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. – 130 с.
15. Галкин С.В., Колычев И.Ю., Черепанов С.С. Метод оценки смачиваемости пород путем сопоставления томограмм сухого и насыщенного рентгеноконтрастным раствором образцов керна // ГеоБайкал 2018 — Иркутск, Россия, 11-17 августа 2018 г. DOI: 10.3997/2214-4609.201801976
16. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Сибирского месторождения. ПермНИПИнефть, Пермь, 2005.
17. Геологическое строение и пересчет запасов углеводородного сырья Шершневого месторождения нефти на основе геологической модели. ПермНИПИнефть, Пермь, 2010.

18. Германов А.И., Борзенков И.А., Юсупова И.Ф. Преобразование карбонатных пород на участках развития биогенных сульфатредукций и метанообразования. – Изв. АН СССР. Сер. Геол., 1981, №5, с. 106-113.
19. Гиматудинов Ш. К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 312 с.
20. Губина А.И., Костливых Л.Н., Зрячих Е.С., Шумилов А.В. Компьютерная интерпретация данных геофизических исследований скважин / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. – 218 с.
21. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Чижов Д.В., Файрузова Ю.В. Особенности изучения смачиваемости сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами . Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15. № 20. С. 240-245.
22. Дебрант. Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. М., "Недра", 1972. 288 с.
23. Дахнов В.Н.. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1985.
24. Еременко Н. М., Муравьева Ю. А. Применение методов рентгеновской микротомографии для определения пористости в керне скважин / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. №3. http://www.ngtp.ru/rub/2/35_2012.pdf
25. Ермилов О. М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541 с.
26. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Соболева Е.В., Гурбанов В.Ш. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. Т. 4. № 4. С. 55-63.
27. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Шапиро С.А. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т.15, №18. С.23-32.

28. Жуковская Е. А., Лопушняк Ю. М. Применение результатов рентгеновской томографии при типизации негранулярных коллекторов на примере Урманского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2006. №8. С. 24-27.
29. Журавлев А.В., Вевель Я.А. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. №2. http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf
30. Зарубин Д.С., Колычев И.Ю., Вяткин К.А. Реологические свойства нефтей в пластовых и поверхностных условиях месторождений Пермского края / Сборник научных трудов (по материалам IX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых), Пермь, 2016. С. 117-121.
31. Злобин, А.А. Влияние анизотропии пород и смачиваемости поверхности на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 34-37.
32. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 3 (24). С. 68-79.
33. Злобин А.А., Юшков И.Р. Определение смачиваемости поверхности поровых каналов неэкстрагированных пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 10. С. 29-32.
34. Иванова М.М., Лысенко В.Д., Михайлов Н.Н. Особенности разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 70 с.
35. Ильясова Е.Н., Сахибгареев Р.С. Влияние условий формирования нефтяных залежей на степень изменения полевых шпатов. – В кн.: Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность. Л., ВНИГРИ, 1982, с. 103-115.
36. Илюшин П.Ю., Рахимзянов Р.М., Соловьев Д.Ю., Колычев И.Ю. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности

добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 15. С. 81-89.

37. Искендеров М.М. Комплексная интерпретация результатов ГИС при изучении терригенных разрезов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2014. № 3. С.4-10.

38. Искендеров М.М. Некоторые результаты моделирования удельного электрического сопротивления (на примере месторождений Южно-Абшеронской акваториальной зоны и северной части Бакинского архипелага) // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. Т.2. № 2. С.4-12.

39. Искендеров М.М. Оценка пластовых параметров коллекторов отложений продуктивной толщи месторождения «Умид» по данным ГИС // Azərbaycanca Geofizika Yenilikləri. 2015. № 1-2. С.38-42.

40. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учебник для вузов. М.: Недра, 1982. 351 с.

41. Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2017. - Т.16, №4. С.331-341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4

42. Колычев И.Ю., Галкин С.В., Лекомцев А.В. Исследование гидрофобизации терригенных коллекторов комплексированием методов электрического каротажа и рентгеновской томографии керн / Сборник материалов международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. Т.2. С. 68-72.

43. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика. 2016. Т. 57 (12). С. 2097-2114.

44. Корост Д.В., Калмыков Г.А., Япаскурт В.О., Иванов М.К. Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов // Геология нефти и газа. 2010. № 2. С. 36-42
45. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС / Пермь, 2007. Сер. Приоритетные национальные проекты «Образование». 317 с.
46. Костицын В.И., Хмелевской В.К. Геофизика / Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т. 2018. 428 с.
47. Кривошеков С.Н., Козлова И.А., Санников И.В. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части соликамской депрессии на основе геохимических и геодинамических данных // Нефтяное хозяйство. М. 2014. №6. С. 12-15.
48. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно- Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки. 2013. № 3. С. 28–42.
49. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Галкин С.В., Галкин В.И., Растегаев А.В. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М. 2013. №10. С. 4-13.
50. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2010. 335 с.
51. Митрофанов В.П., Ермакова М.И. Смачиваемость продуктивных отложений юго-восточной части Пермского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 1. С. 29-32.
52. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П., Моторова К.А., Сечина Л.С. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа. // Нефтяное хозяйство. М. 2016. №7. С. 80-85.

53. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа // Деловой журнал Neftegas.ru. 2016. №3. С. 80-90.
54. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними / Актуальные проблемы нефти и газа. 2011. № 1 (3). С. 10.
55. Мухаметшин Р.З. Роль и значение битуминозных песчаников в продуктивных пластах. В сб. Природные битумы и тяжелые нефти / Под. Ред. М.Д. Белонина // Международная научно-практическая конференция к столетию проф. В.А. Успенского. СПб: Недра, 2006. С. 231-245.
56. Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. М. 2014. №10. С. 28-33.
57. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Природные битумы в отложениях палеозоя Татарстана: состав, свойства и возможности извлечения В сб. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений // Международная научно-практическая конференция. Казань: ФЭН. 2012. С. 95-99.
58. Нестеренко Н.Ю. Влияние смачиваемости поверхности на разделение нефти в породе // Геология нефти и газа. 1994. №8. С. 28-32.
59. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. 1995. №5.
60. Нефть ОСТ 39-181-85. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М.: Миннефтепром. 1985. 14 с.
61. Никифорова О.Г. Оценка удельного электрического сопротивления и характера насыщенности низкоомных терригенных коллекторов по данным ГИС // Геофизика. 2008. № 1. С. 22-24.
62. Перозио Г.Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности / В кн.:

Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. Новосибирск: Наука. 1967. С. 5-89.

63. Пермяков М.Е., Манченко Н.А., Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Дробчик А.Н., Манштейн А.К. Моделирование и измерение электросопротивления гидратосодержащих песчаных образцов в лабораторных условиях // Геология и геофизика. 2017. Т. 58 (5). С. 792-800.

64. Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Определение анизотропии удельного электрического сопротивления высокоомных отложений по данным бокового каротажного зондирования. Интерэкспо Гео-Сибирь. 2016. Т. 2. № 1. С. 227-231.

65. Прозорович Г.Э., Валюжанин З.Л. Регерация кварца и пелитизация полевых шпатов в нефтеносных и водоносных песчаниках Усть-Балыкского месторождения нефти (Западная Сибирь). М.: Докл. АН СССР. 1966. Т. 168. №4. С. 893-895.

66. Рудаковская С.Ю. Оценка смачиваемости пород методом ЯМР / Труды Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях». 2014. С. 206-221.

67. Савицкий Я.В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений // ВЕСТНИК ПНИПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. ПНИПУ. – 2015. – №15. – С.28-37.

68. Сахибгареев Р.С. Этапность формирования и разрушения залежей по вторичным изменениям коллекторов на древних ВНК. – В кн. Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов. Л.: Недра. 1983. С. 130-143.

69. Сахибгареев Р.С. Изменение коллекторов на воднефтяных контактах. М.: Докл. АН СССР. 1983. Т. 271. №6. С. 1456-1460.

70. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра. 1989. 260 с.

71. Семенова Н.А., Кольчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н. Моделирование влияния гетерогенной смачиваемости пласта на блокировку запасов углеводородов // Бурение и нефть. 2004. № 4. С. 15-22.
72. Соболева Е.В., Ефимов А.А., Галкин С.В. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. М. 2014. №6. С. 20-22.
73. Топорков В.Г., Рудаковская С. Ю., Кошкин П.В., Борисенко С.А. Исследование восстановления естественной смачиваемости горных пород с помощью ядерной магнитной релаксометрии и метода горного бюро США (USBM) / В. Г. Топорков // Каротажник. 2016. Вып. 8 (266). С. 45-59.
74. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. М.: Недра, 1979. 301 с.
75. Хайрединов Н.Ш., Кукушкина Е.А., Рахманкулов Д.Л. Новые представления о химическом составе поверхности порового пространства нефтяных коллекторов // М.: Доклады АН СССР. 1985. Т. 282. № 5. С. 1183-1185.
76. Хижняк Г.П. К вопросу определения смачиваемости пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2002. № 8. С. 44-47.
77. Хижняк Г.П. Пат. 2216723 РФ, МПК: 7G01N13/00A, 7G01N13/02B. Способ определения смачиваемости пористых материалов / № 2002114555/28; заявл. 03.06.2002; опубл. 20.11.2003. Бюл. № 32.
78. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Мошева А.М., Мелехин С.В., Чижов Д.Б. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 6. С. 54-63.
79. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. Эпигенные минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы. М.: Докл. АН СССР. 1959. Т.125. №5. С. 1097-1099.
80. Чумаков Г.Н., Зотиков В.И., Колычев И.Ю., Галкин С.В. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с

различными геолого-технологическими условиями // Нефтяное хозяйство. М. 2014. №9. С. 96-99.

81. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. СПб.: Недра. 1998. 521 с.

82. Шиланов Н.С., Хибасов Б.Б., Байтенов К.С. Особенности интерпретации материалов каротажа по новым скважинам // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2011. № 3. С. 16-19.

83. Щепеткин Ю.В. О природе люминесценции в известковистых песчаниках с пойкилитовым цементом из мезозойских отложений Широкого Приобья / Нефтегазовая геология и геофизика. ИНТС. 1967. №20. С. 5-6.

84. Эбзоева О.Р., Злобин А.А. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 2. С. 87-94.

85. Юрьев А.В., Белозеров И.П., Шулев В.Е. Влияние смачиваемости поверхности твердой фазы пород-коллекторов на характер кривых относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой / Материалы VII международной научно-практической конференции «Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований». 2015. С. 11-15.

86. Якушина О.А., Ожогина Е.Г., Хозяинов М.С. Рентгеновская вычислительная микротомография - неразрушающий метод структурного и фазового анализа // Мир измерений. 2003. № 10. С. 12-17.

87. Alemu B.L., Aker E., Soldal M., Johnsen O, Aagard P. Effect of sub-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO₂ flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner // European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting. 2012. T.61. P. 235-250.

88. Allen D., Flaum C., Ramakrishnan T.S., Bedford J., Castelijns K., Fairhurst D., Gubelin G., Heaton N., Minh C.C., Norville M.A., Seim M.R., Pritchard T.,

Ramamoorthy R. Trends in NMR logging // Oilfield Review. 2000. Vol.55. No.3. C. 2-19.

89. Anderson W.G. Wettability literature survey. Part 4: Effects of wettability capillary pressure // Journal of Petroleum Technology. 1987. Vol.39. P. 1283-1300.

90. Arns C.H., Bauget F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.E., Knackstedt M.A. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography // Society of Petroleum Engineers Journal. 2005. Vol.10. Number 4. P. 475-484.

91. Berg S., Armstrong R., Ott H., Georgiadis A., Klapp S. A., Schwing A., Neiteler R., Brussee N., Makurat A., Leu L., Enzmann F., Schwarz J.O., Wolf M., Khan F., Kersten M., Irvine S., Stampanoni M. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast X-ray computed microtomography // Petrophysics. 2014. Vol.55. No.4. P. 304-312.

92. Chen J., Hirasaki G.J., Flaum M. NMR wettability indices: effect of OBM on wettability and NMR responses // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2006. No.1-4. P. 161-171.

93. Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshechekov S.N., Savitskiy Ya.V., Cherepanov S.S. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields // Russian Geology and Geophysics. 2015. No.5. P. 782-792.

94. Gauthier P.J., Hussain H., Bowling J., Edwards J., Herold B. Determination of water-producing zones while underbalanced drilling horizontal wells. Integration of sigma log and real-time production data / Paper SPE 105166, presented at the 15th SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain. March 11–14, 2007.

95. Dixit A.B, Buckley J.S., McDougall S.R., Sorbie K.S. Эмпирические показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними, полученная по моделированию в поровом масштабе // Transp. Porous Media. 2000. Vol.40. P. 27–54.

96. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation

- of core X-ray tomography data // Ecology, Environment and Conservation. 2015. Vol 21. P.79-85.
97. Eriksson S., Lasic S., Topgaard D. Isotropic diffusion weighting in PGSE NMR by magnetic – angle spinning of q-vector // Journal of Magnetic Resonance. 2013. Vol.226. P. 13–18.
98. Haouas M., Taulelle F., Martineau Ch. Recent advances in application of ²⁷Al NMR spectroscopy to material science // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. 2016. Vol.94-95. P. 11–36.
99. Haubitz B., Prokop M., Dohring W., Ostrom J.H., Wellnhofer P. Computed tomography of Archeopterix. // Paleobiology, 1988. Vol.14. P. 206-213.
100. Hill T., Lewicki P. Statistics: methods and applications: a comprehensive reference for science, industry and data mining. Tulsa, OK: StatSoft. 2006.
101. Honarpour M.M., Cullick A.S., Saad, N.V. Effects of rock heterogeneity on relative permeability // Implications for Scaleup. JPT. Nov, 1995. P. 980-986.
102. Honarpour M. M., Djabbarah N.F., Sampath K. Whole core analysis - experience and challenges // Society of petroleum engineers SPE reservoir evaluation & engineering. Dec, 2006.
103. Kenter J.A.M. Applications of computerized tomography in sedimentology // Marine Geotechnology. 1989. Vol.8. P. 201-211.
104. Ketcham, R.A., Carlson, W.D., Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences // Computers & Geosciences - Special issue on three-dimensional reconstruction, modelling and visualization of geologic materials. Vol. 27. Iss. 4. 2001. P. 381-400.
105. Kovscek A.R., Wong H., Radke C.J. A pore level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs // American Institute of Chemical Engineers Journal. 1993. No.6. P. 1072–1085.
106. Krivdin L.B. Calculation of NMR chemical shifts: Recent advances and perspectives // Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. 2017. Vol.102-103. P. 98-119.

107. Lee J.H., Okuno Y., Cavagnero S. Sensitivity enhancement in solution NMR: Emerging ideas and new frontiers // *Journal of Magnetic Resonance*. 2014. Vol.241, iss.1. P. 18-31.
108. MacDonald R. M., Kersey D.G., Zhang T., Akbar M., Mousa W. Effect of carbonate heterogeneity on core - log integration // *Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition*, 14-16 December, Kuwait City. Kuwait. 2009.
109. Martin R.W., Kelly J.E., Collier K.A. Spatial reorientation experiments for NMR of solids and partially oriented liquids // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. 2015. Vol.90–91. P. 92–122.
110. Montaron B. A quantitative model for the effect of wettability on the conductivity of porous rocks / Paper SPE 105041, presented at the 15th Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain. March 11–14. 2007.
111. Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imagin // *J.Pet. Sci. Eng.* 1992. No.7. P. 283-296.
112. Pileio G. Singlet NMR methodology in two spin systems// *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. 2017. Vol.98-99. P. 1–19.
113. Perret J., Prasher S.O., Kantzas A., Langford C. Three-dimensional quantification of macropore networks in undisturbed soil cores // *Soil Science Society of America Journal*. 1999. Vol.63. P. 1530-1543.
114. Robin M., Combes R., Degreve F., Cuiec L. Wettability of porous media from environmental scanning electron microscopy from model to reservoir rocks / *SPE*. № 337235. 1997. P. 251-256.
115. Saad N., Cullick A.S., Honarpour M.M. Effective Relative permeability in scale-up and simulation // Presented at SPE Rocky Mountain Regional Low Permeability Reservoir Symposium. Denver CO. March, 1995.
116. Savitsky Ya.V., Kolychev I.Yu. Features the petrophysical characteristics of terrigenous and carbonate reservoirs using x-ray tomography core. // *Book of abstracts: VII International Conference of Young Scientist and Students "Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics"*, Baku, 15-18 Oktober 2018, pp. 48-49.

117. Van Geet, M., Swennen, R., Wevers, M. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography // *Sedimentary Geology*. 2000. Vol.132. P. 25-36.
118. Vinegar, H.J. X-ray CT and NMR imaging of rocks // *Journal of Petroleum Technology*. 1986. Vol.38. P. 257-259.
119. Vinegar, H.J, Wellington, S.L. Tomographic imaging of three-phase flow experiments. // *Review of Scientific Instruments*. 1986. Vol.58. P. 96-107.
120. Vugmeyster L., Ostrovsky D. Static solid – state ²H NMR methods in studies of protein side chain dynamics // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. 2017. Vol.101. P. 1-17.
121. Wellington S.L., Vinegar H.J. X-ray computerized tomography // *Journal of Petroleum Technology*. 1987. Vol.39. P. 885-898.
122. Zhy Q., Jiang X.Qi. Experimental study on a novel wettability alteration agent in tight sandstone gas reservoir // *SOCAR Proceedings*. 2015. No.4. P. 4-10.