

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

На правах рукописи

Коровин Михаил Олегович

**МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ
АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА БАЗЕ КОМПЛЕКСНОГО
АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

Специальность 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
Д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Конторович В.А.

Томск 2017

Содержание

Введение.....	3
Глава 1. Состояние проблемы, задача исследований	10
Глава 2. Геологическая характеристика исследуемой территории, Двуреченское нефтяное месторождение.	16
Глава 3. Методика и результаты исследований керна.....	26
Глава 4. Определения анизотропии проницаемости по ГИС.....	61
Глава 5. Методика и результаты индикаторных исследований.....	76
Глава 6. Учёт анизотропии проницаемости при геологическом и гидродинамическом моделировании	84
Заключение	91
Список литературы	94

Введение

Актуальность работы.

Западно-Сибирская нефтеазоносная провинция является на протяжении более полувека является основным нефтегазодобывающим регионом России. Первый промышленный приток нефти в этом регионе был получен в 1957 г. на Березовской площади, расположенной на территории Тюменской области.

Завершающая стадия разработки и монотонное падение добычи нефти характеризуют большинство крупных нефтяных месторождений, открытых в Западной Сибири в 60-80-х годах прошлого столетия. В тоже время результаты геологоразведочных работ конца XX – начала XXI века свидетельствует о том, что этом регионе фонд крупных традиционных нефтеперспективных объектов практически исчерпан и в настоящее время на территории бассейна открываются в основном мелкие, в редких случаях средние по запасам месторождения.

Поддержание уровней добычи нефти в условиях отсутствия открытия новых крупных залежей углеводородов определяет необходимость, наряду с вводом в разработку мелких и средних месторождений, возвращаться к ранее неосвоенным ресурсам и разрабатывать методика наиболее полного извлечения нефти с применением новых технологий и учётом геолого-геофизических параметров, ранее не принимаемых во внимание.

К таким параметрам, оказывающим существенное влияние на коэффициент извлечения нефти (КИН) безусловно относится горизонтальная анизотропия фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов.

Несмотря на то, что в настоящее время большинство исследователей сходятся на том, что песчаные пласты-коллекторы являются неоднородными и уже в процессе осадконакопления формируются направления являющиеся наиболее эффективными для потока флюида, при построении моделей продуктивных пластов показатели латеральной анизотропии практически не учитываются.

Недоучет анизотропии на стадии создания проекта разработки и в процессе эксплуатации месторождений негативно отражается на нефтеотдаче и недостаточной выработке запасов. Для оптимизации и повышения эффективности эксплуатации месторождений необходимо обладать данными об анизотропии на всех этапах разработки.

Настоящая работа посвящена созданию методики количественной оценки направления и величины горизонтальной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов, основанной на специализированном изучении керна скважин и объектноориентированном анализе материалов ГИС, что и определяет **актуальность** выполненного исследования.

Цель исследования: разработать методику оценки параметров (величина, направление) латеральной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения по комплексу данных специализированного исследования керна и ГИС.

Для выполнения работы необходимо решение следующих задач:

1. Выявить, проанализировать и оценить геологические факторы, влияющие на анизотропию терригенных коллекторов;
2. Разработать методику оценки латеральной анизотропии коллекторов по комплексу материалов литолого-петрофизических, геофизических и гидродинамических исследований;
3. Экспериментально апробировать методику оценки фильтрационной анизотропии на примере Двуреченского месторождения;

Выбор Двуреченского месторождения в качестве эталона определялся следующими обстоятельствами:

1. Двуреченское месторождение хорошо изучено сейсморазведкой МОГТ, что позволяет осуществить построение кондиционной структурно-тектонической модели объекта.

2. На месторождении пробурено большое количество поисково-оценочных и эксплуатационных скважин, обеспеченных кондиционным комплексом ГИС.

3. Из основного продуктивного пласта Ю₁³ отобран большой объем ядерного материала, позволяющий выполнить кондиционные аналитические исследования.

4. На объекте выполнены гидродинамические исследования, позволяющие оценить направления флюидопотоков.

В комплексе эти данные позволяют провести всесторонние геолого-геофизические исследования и выполнить экспертную оценку разработанной методики определения латеральной анизотропии коллектора.

Научная задача: разработка методики определения параметров (величина, направление) горизонтальной анизотропии терригенных коллекторов по комплексу материалов аналитических исследований ядра и материалов геофизических исследований скважин (ГИС); построение анизотропных геологической и гидродинамической моделей продуктивного пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения.

Проведенные исследования включали следующие этапы:

1. Анализ зависимостей Керн-Керн, определение петрофизических зависимостей, вычисление значений коэффициентов проницаемости и водонасыщенности;

2. Пересчет коэффициентов пористости в коэффициенты проницаемости с учетом зависимостей Керн-Керн.

3. Анализ результатов специализированных аналитических исследований ядра скважин, определение направлений и величины горизонтальной анизотропии проницаемости.

4. Расчет значений коэффициентов пористости по ГИС, сравнение полученных результатов с данными петрофизических исследований ядра скважин.

5. Объектноориентированная интерпретация материалов ГИС,

построение карт проницаемости и градиентов проницаемости, определение направлений и величины анизотропии проницаемости по ГИС.

6. Комплексный анализ результатов исследований керна и ГИС, определение направлений и величины анизотропии в отдельных блоках и на месторождении в целом, сопоставление полученных результатов с данными гидродинамических исследований

7. Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов, анализ структурных особенностей строения исследуемой территории, построение изотропной и анизотропных геологических и гидродинамических моделей резервуара.

8. Сравнение расчетных данных по добыче нефти, воды и жидкости, полученных по изотропной и анизотропной моделям, с фактическими данными; оценка эффективности разработанной методики.

Фактический материал и методы исследований.

В основу диссертационной работы положены результаты геологических, геофизических, гидродинамических исследований продуктивного пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения.

В процессе выполнения работы использовано 1029 каротажных диаграмм по 189 скважинам, литолого-петрографическое описание керна, 773 определения фильтрационно-ёмкостных свойств образцов (открытая пористость, остаточная водонасыщенность, проницаемость, исследования капиллярных свойств) по 16 скважинам, 104 определения анизотропных магнитных и упругих параметров пространственно ориентированных палеомагнитным методом образцов пород по 4 скважинам, данные гидродинамических трассерных исследований по 19 скважинам. По всем видам исходных данных автором проведена количественная оценка анизотропии горизонтальной проницаемости коллектора и сопоставление полученных данных.

Большой объём исходной информации, полученной различными методами исследования, подтверждает надёжность полученных результатов.

Научная новизна. Личный вклад автора.

Автором разработана и апробирована основанная на изучении данных специализированного исследования керна и ГИС методика комплексного изучения анизотропии фильтрационно-емкостных свойств верхнеюрских терригенных коллекторов прибрежно-морского генезиса, позволяющая получить важную информацию о пространственной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов, для песчаного пласта Ю₁³ определены количественные характеристики анизотропии проницаемости, обуславливающие преимущественные перетоки флюидов.

Для генерализованной оценки анизотропии фильтрационных свойств автором разработан алгоритм эллиптической аппроксимации петрофизических, геофизических и гидродинамических данных, обеспечивающий надежное определение величины и направления преобладающей проницаемости.

Построена анизотропная геологическая модель Двуреченского месторождения, учитывающая условия осадконакопления и структурно-тектонические особенности строения продуктивного пласта Ю₁³ и позволяющая учитывать пространственную неоднородность коллекторов при разработке месторождения и интенсификации добычи нефти.

Непосредственно автором проведено изучение ориентированных образцов керна, выполнена переобработка и переинтерпретация данных петрофизического изучения керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин, построены уточненная геологическая и петрофизическая модели продуктивного пласта, определены параметры фильтрационной анизотропии, рассчитана анизотропная гидродинамическая модель.

Защищаемые положения.

1. Магнитные и упругие параметры образцов керна, ориентировка слагающих породу зерен кварца, а также объектноориентированная интерпретация материалов ГИС с использованием градиентного и векторного

анализа позволяют определять количественные характеристики направления и величины анизотропии проницаемости терригенных пород. Априорная анизотропная модель коллектора может быть построена уже на стадии разведки месторождения и в дальнейшем уточняться в интерактивном режиме по мере появления новых эксплуатационных скважин.

2. На Двуреченском месторождении основной продуктивный пласт Ю₁³ характеризуются отчетливо выраженной пространственной анизотропией фильтрационных свойств, обусловленной прибрежно-морской обстановкой осадконакопления. Азимуты простирания главных осей эллипсов анизотропии проницаемости в разных частях месторождения существенно отличаются: для северного и южного блоков основное направление анизотропии северо-западное, для центрального – северо-восточное. Малоамплитудные тектонические нарушения, контролирующие гидродинамически-несвязанные блоки ограничивают перетоки флюидов и разделяют месторождение на секторы с различным направлением потока флюидов.

3. Анизотропная флюидодинамическая модель Двуреченского месторождения более точно, чем изотропная отражает закономерности перетоков флюидов по пласту Ю₁³. Параметры добычи эксплуатационных скважин при использовании анизотропной модели ближе к реальным показателям, отличаясь от них не более, чем на 3-5%, в отличие от изотропной модели, где ошибка составляет порядка 10%. Планирование мероприятий по увеличению нефтеотдачи следует осуществлять с учетом фильтрационной неоднородности пласта.

Практическая значимость работы.

Разработанная методика оценки анизотропии фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов позволяет осуществлять построение анизотропных моделей на стадии разведки месторождения и учитывать латеральную неоднородность пласта-коллектора уже при создании проекта разработки. Предложенные в работе методические приемы могут

быть использованы при учете неоднородности терригенных коллекторов на большинстве нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

Построенная автором анизотропная модель пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения может быть использована недропользователем на текущей стадии эксплуатации месторождения.

Учет латеральной анизотропии проницаемости коллекторов на разных стадиях эксплуатации месторождений позволяет осуществить планирование технико-экономических мероприятий, обеспечивающих увеличение нефтеотдачи и более полную выработку запасов продуктивных пластов.

Апробация работы.

По теме диссертации опубликовано 10 работ, в том числе 3 статьи в журналах из Перечня ВАК, 7 статей в сборниках материалов конференций и тематических сборниках:

- 73-я конференция и выставка EAGE, совместно с SPE EUROPEC, Вена, Австрия, 2011 г.
- VI региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия. 2013 г.
- 75-я конференция и выставка EAGE, совместно с SPE EUROPEC, Лондон, Великобритания, 2013 г.
- Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. Региональный конкурс студенческих и аспирантских работ Российско-Каспийского региона, Москва, Россия, 2014 г.

Объем и структура работы.

Диссертация включает 108 страниц текста, 46 рисунков, 13 таблиц. Текстовая часть содержит введение, 4 главы, заключение. Библиографический список содержит 137 источников.

Благодарности.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность за ценные советы и помощь научному руководителю, чл.-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Конторовичу, к.г.-м.н. В.П. Меркулову, д.г.-м.н. В.Б. Белозёрову.

Глава 1. Состояние проблемы, задача исследований

На юго-востоке Западной Сибири в качестве основного резервуара для залежей нефти и газа выступают песчаные пласты верхнеюрского горизонта Ю₁, которые характеризуются латеральной неоднородностью физических свойств и фильтрационно-емкостных характеристик.

Анизотропия. В настоящее время большинство исследователей (Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Михеев Ю.В., Абдульмянов С.Х., Гурбатова И.П., Жабреев И.П., Стуканогов Ю.А., Злобин А.А., Лебедев С.В., Юшков И.Р., Ковалёв В.С., Житомирский В.М.) сходятся на том, что песчаные пласты-коллекторы являются неоднородными и уже в процессе осадконакопления формируются направления, которые являются наиболее эффективными для потока флюида [49, 51, 56, 60, 63, 66-71, 75]. В одной и той же точке пласта или его фрагменте наблюдается значительное различие проницаемости, определенной параллельно этому направлению и ортогонально по отношению к нему, что фактически подводит любого исследователя к описанию свойств коллектора с позиций фильтрационной анизотропии. Для количественной оценки этого явления удобно пользоваться эллиптической аппроксимацией пространственного распределения проницаемости и других взаимосвязанных с ней петрофизических параметров с целью получения пригодных для моделирования численных данных по ориентации зон улучшенной фильтрации и магнитуды анизотропии (соотношение максимальной и минимальной проницаемости).

В традиционной постановке задачи, стандартной величиной, характеризующей анизотропию проницаемости коллектора, является соотношение вертикальной (k_z) и горизонтальной (k_h) компонент. При этом результаты исследования керн, выполненные в производственных петрофизических лабораториях, показывают, что параметр k_h преобладает над k_z в 2-10 раз [87, 88, 89, 96].

В результате анализа геолого-геофизических данных установлено, что в юго-восточной части Западной Сибири, песчаные пласты горизонта Ю₁ характеризуются ярко-выраженной латеральной анизотропией проницаемости, обусловленной, в первую очередь, палеофациальными обстановками формирования осадков, в меньшей степени трищинчатостью. При этом соотношение проницаемостей, определенных в разных направлениях по горизонтали, также отличается в несколько раз.

Одним из таких примеров может служить Крапивинское месторождение, расположенное в непосредственной близости от рассматриваемого в работе Двуреченского месторождения.

На Крапивинском месторождении основная залежь нефти сконцентрирована в верхнеюрском регрессивном песчаном пласте Ю₁³ барового генезиса. Анализ геологических материалов показал, что на этой площади волноприбойная деятельность моря обусловила появление неоднородности в песчаных баровых телах, слагающих нефтеносный пласт. Литологический анализ и ориентация в пространстве образцов керна свидетельствует об аркозовых и мезомиктовых разностях песчаника, контролирующих ориентировку зёрен кварца. Большая часть зёрен имеет северо-восточную ориентировку. Эллиптическая аппроксимация анизотропии проницаемости показала северо-восточное направление улучшенной проницаемости, а среднее арифметическое значение отношения максимальной к минимальной проницаемости на площади составляет 1.98. Аналогичные результаты, свидетельствующие о латеральной анизотропии коллектора, были получены на Казанском, Игольско-Таловом месторождениях [87, 88, 89, 96].

Эти процессы в полной мере нашли отражение на Двуреченском месторождении, выступающем в качестве объекта исследований в настоящей работе. На рисунке 1 приведена фоторазвертка образца керна пласта Ю₁³ по одной из скважин Двуреченского месторождения, на которой визуально отмечаются следы косо́й слоистости, свидетельствующие об изменении условий осадконакопления и связанное с ними направление улучшенной

проницаемости. При наличии дополнительных данных (на большем количестве образцов) можно детальнее определить направление улучшения коллекторских свойств в интересующем разрезе.

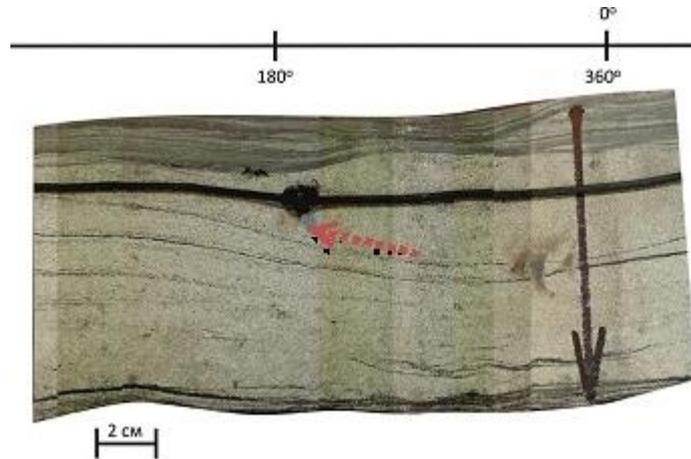


Рисунок 1. Фоторазвертка образца керна (изменение направления слоистости)

Постановка задачи. При построении моделей месторождений в целом и продуктивных пластов в частности показатели латеральной неоднородности пород-коллекторов практически не учитываются, то есть пласт принимается однородным, изотропным. В тоже время на величину КИН влияет не только послойная, но и латеральная неоднородность пласта по проницаемости [94].

Наличие неравномерно азимутально направленных структурных особенностей в текстуре пород, влияет на наличие направлений, по которым протекают потоки флюидов. Это явление подтверждается фактическими дебитами на разных месторождениях. Вариации дебитов, различия в методах закачки свидетельствуют о наличии и конкретном проявлении зон улучшенной проницаемости, обладающих вполне определенным направлением и величиной.

Сам факт неоднородности кристаллической структуры и состава пород, а соответственно порового пространства и направления зёрен минералов уже свидетельствует о возможной анизотропии физических свойств коллектора и предопределяет необходимость учёта этих параметров при проектировании разработки месторождений для более эффективной добычи нефти [13].

Учет геолого-физических характеристик пласта, своевременное планирование и внедрение на основании этого мероприятий по вовлечению в разработку дополнительной части запасов, могут существенно увеличить нефтеотдачу и улучшить технико-экономические показатели разработки месторождения [103].

Для наиболее точного описания явления и выявления коррелятивных характеристик необходимо комплексно изучать геологические, геофизические и фильтрационно-ёмкостные параметры и учитывать их связь с неоднородностью коллектора. В комплексе вышеперечисленные условия влияют на формирование модели геометрии резервуара, распределение пористости, упорядоченности поровых каналов.

Идея об анизотропии горизонтальной составляющей проницаемости коллектора нашла отражение в работах целого ряда исследований большого количества авторов (Ahmadi P., Al-Hadrami H.K., Aminian K., Ameri S., Locke C.D., Vandizol D, Massonnat G., Beckner B.L., Song X., Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Михеев Ю.В., Абдульмянов С.Х., Гурбатова И.П., Жабреев И.П., Стуканогов Ю.А., Злобин А.А., Лебедев С.В., Юшков И.Р., Ковалёв В.С., Житомирский В.М.) [1, 2, 4, 8-12, 14, 15, 18, 19, 22-24, 28, 30-35, 37-39, 49, 51, 55, 59, 62, 65-71, 74, 90, 95, 96, 99, 118, 119, 122, 126]. Необходимость анализа этого явления обусловлена, в частности, и тем, что при разработке месторождений остро возникает проблема выбора системы заводнения (расстановки скважин, направления нагнетания жидкости).

В настоящее время этот вопрос остаётся слабо изученным и не существует единой общепризнанной методики определения направления и величины латеральной анизотропии коллектора - нет единой системной технологии интерпретации геолого-геофизической информации также, как и не создано единого комплексного подхода к последовательности обработки этих данных и их использования при определении стратегии разработки месторождений. На данный момент существует только описание методики исследования керн (Крапивинское месторождение [87, 96]) и

интерпретации геофизических исследований скважин в плане стандартных подходов (Крапивинское [87, 96], Кисимбай [71]).

Единственным инструментом, который позволяет кондиционно определять направления латеральной неоднородности коллектора являются гидродинамические исследования. В рамках этого метода определение ориентационных параметров осуществляется по методу Пападополуса-Раменя [28, 31]. Недостатками данной операции является дороговизна и временные затраты. Кроме того, эта методика, как правило, применяется на завершающей стадии разработки месторождений при наличии плотной сети эксплуатационных скважин. На этапе создания проекта разработки и в течении интенсивной эксплуатации залежей латеральная анизотропия физических свойств коллектора, как правило, не учитывается.

На практике достоверно определить наличие латеральной анизотропии резервуара можно оценить также при мониторинге процесса заводнения, распределении давления и вытеснения флюидов водой. Фактически эти исследования также проводятся уже на одной из последних стадий разработки месторождений.

Недоучет анизотропии на стадии создания проекта разработки и в процессе эксплуатации негативно отражается на коэффициенте извлечения нефти и недостаточной выработке запасов. Для оптимизации и повышения эффективности эксплуатации необходимо обладать данными об анизотропии на всех этапах разработки месторождения.

В этой ситуации, когда существующий метод обладает серьёзными ограничениями, необходимо разрабатывать новые методики менее дорогостоящие и позволяющие оценить анизотропию проницаемости на завершающей стадии разведки месторождения и на ранних этапах его эксплуатации.

Для создания наиболее оптимальной стратегии разработки важно провести учёт и оценку степени влияния анизотропии на технологию добычи, применяемую на каждом конкретном месторождении.

В работе предложены методические приемы оценки параметров (величина, направление) латеральной анизотропии терригенных коллекторов по комплексу материалов аналитических исследований керна и геофизических исследований скважин (ГИС).

Глава 2. Геологическая характеристика исследуемой территории, Двуреченское нефтяное месторождение.

В тектоническом плане Двуреченское месторождение расположено в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины и приурочено к трем локальным поднятиям Междуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому, которые расположены в относительно погруженной зоне между Моисеевским и Карандашовским куполовидными поднятиями (рисунок 2).



Рисунок 2. Структурно-тектоническая схема юрского структурного яруса
(по материалам ИНГТ СО РАН [76]).

1 - изогипсы; 2 - границы структур первого порядка; 3-9 тектонические элементы: моноклинали(3); отрицательные структуры 1-го (4), 2-го (5), 3-го порядка(6); положительные структуры 1-го(7), 3-го(8) порядка; локальные поднятия(9); 10 - район исследований.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Двуреченское месторождение находится в южной части Каймысовского нефтегазоносного района (НГР) Каймысовской НГО.

В Каймысовском НГР наиболее перспективной является верхняя юра, в которой согласно количественной оценке сконцентрирован 91% запасов и ресурсов нефти. На долю неокомского и нижнесреднеюрского комплексов приходится, соответственно 8% и 2% ресурсов УВ. В настоящее время в Каймысовском НГР открыто двадцать месторождений, наиболее крупными из которых являются Двуреченское, Катильгинское, Крапивинское и Первомайско-Весеннее. Месторождения нефтяные, наблюдается приуроченность к антиклинальным структурам, концентрация залежей - в верхней юре.

Стратиграфическая характеристика верхней юры. На юго-востоке Западной Сибири верхнеюрские отложения входят в состав келловей-волжского комплекса пород, представленного васюганской, георгиевской и баженовской свитами [134].

Васюганская свита (верхний бат – оксфорд) формировалась в преимущественно прибрежно- и мелководно-морских условиях на регрессивно-трансгрессивном этапе развития территории. По литологическому составу свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, толщина которой составляет 30-40 м, представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов, верхняя - толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4-5 песчаных пластов, совокупность которых формирует регионально нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт Ю₁.

В разрезе верхневасюганской подсвиты традиционно выделяют подугольную, межугольную и надугольную пачки.

Разрез подугольной пачки представлен регрессивным песчаным пластом Ю₁³, который на юго-востоке Западной Сибири, как правило, характеризуется улучшенными коллекторскими свойствами. На Двуреченском месторождении пласта разделен на два гидродинамически связанных прослоя Ю₁^{3А} и Ю₁^{3Б}.

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У₁, формирование которого происходило в континентальных условиях. На значительной части исследуемой территории континентальная толща пород представлена не одним угольным пластом, а пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов. Последняя получила название межугольной пачки. На Двуреченском месторождении в межугольной пачке выделяется один мозаично развитый песчаный пласт Ю₁^М, толщина которого варьирует в диапазоне от 1 до 25 м.

Надугольная пачка, мощность которой в изучаемом районе составляет 2-11 м, залегает между угольным пластом У₁ (межугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Классический разрез надугольной пачки, формирование которой происходило на этапе трансгрессии содержит песчаные пласты Ю₁¹ и Ю₁², формирование которых происходило в полифациальных условиях. На Двуреченском месторождении оба песчаных пласта надугольной пачки присутствуют только на севере месторождения в районе Междуреченской структуры, на Западно-Моисеевской площади пласт Ю₁¹ отсутствует и в кровле горизонта Ю₁ повсеместно залегает пласт Ю₁².

Георгиевская свита представлена аргиллитами, содержащими различное количество алевролитового материала и редкие зерна глауконита. Толщина свиты колеблется в диапазоне 0-20 метров, на рассматриваемой территории не превышает 1-2 м.

Баженовская свита с несогласием залегает на отложениях верхневасюганской подсвиты или согласно перекрывает аргиллиты

георгиевской свиты. Свита, представленная черными и буровато-черными глинисто-кремнисто-карбонатными породами с высоким содержанием органического вещества, является основной нефтепроизводящей толщей в осадочном чехле Западно-Сибирского осадочного бассейна и одновременно выполняет роль регионального флюидоупора для залежей углеводородов в песчаном пластах горизонта Ю₁.

Типовые разрезы верхней юры Двуреченского месторождения приведены на рисунке 3.

Нефтегазоносность. Выше было отмечено, что Двуреченское месторождение расположено в южной части Каймысовского НГР. В настоящее время на этой территории открыты Крапивинское, Моисеевское, Тагайское, Карасевское, Павловское и др. месторождения.

На этой территории надугольная и межугольная пачки горизонта Ю₁ маломощны и их суммарная толщина, как правило, не превышает 15-20 м. Литологически эти отложения представлены нефтенасыщенными песчано-алевролитовыми разностями, которые характеризуются низкими коллекторскими свойствами, не способны концентрировать значительные объемы углеводородов, но и не в состоянии выполнять роль флюидоупоров, препятствующих миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в высокочемкие подугольные резервуары.

Это обстоятельство предопределило тот факт, что в южной части Каймысовского НГР получили развитие верхнеюрские месторождения, на которых основные запасы нефти связаны с регрессивным песчаным пластом Ю₁³ подугольной пачки, характеризующимся повышенными толщинами и улучшенными коллекторскими свойствами.

Важной особенностью нефтяных залежей южной части Каймысовского свода также является то, что большинство из них имеют сложное геологическое строение и контролируются в разных частях месторождений водонефтяными контактами, расположенными на разных гипсометрических уровнях.

Так, на Тагайском месторождении уровни ВНК пласта Ю₁³ изменяются от -2613 до -2660 м, притоки нефти получены в 4 скважинах, при этом только скважина №2 расположена в контуре структуры. Продуктивные скважины №№4, 5, 9 вскрывают резервуар гипсометрически ниже оконтуривающей изогипсы поднятия. Аналогичная ситуация имеет место на Павловском, Северо-Карасевском, Крапивинском и др. месторождениях, где притоки нефти также получены из скважин, пробуренных за контурами поднятий. На рассматриваемом в работе Двуреченском месторождении залежь нефти пласта Ю₁³ также не контролируется антиклинальной структурой, а абсолютные отметки ВНК изменяются в диапазоне от -2575 м до -2619 м.

Двуреченское месторождение

История открытия. В середине 80-х годов в зоне, расположенной между Карандашовским и Мисеевским куполовидными поднятиями по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных Томским геофизическим трестом, были подготовлены к бурению Междуреченская, Западно-Моисеевская структуры и расположенное между ними небольшое малоамплитудное Лесмуровское локальное поднятие.

Поисковое бурение на Западно-Моисеевской и Междуреченской площадях, проведенное, соответственно, в 1991 и 1996 гг., привело к открытию двух нефтяных месторождений, которые были поставлены на Государственный баланс.

В 2000 г. между этими месторождениями была пробурена поисковая скважина на Лесмуровском поднятии, в которой из горизонта Ю₁ также был получен промышленный приток нефти. Дальнейшее бурение глубоких скважин в межструктурных зонах показало, что на этой территории

выделяется неконтролируемое единой положительной структурой нефтяное поле - месторождение, которое получило имя выдающегося советского геолога В.А. Двуреченского.

На Двуреченском месторождении продуктивными являются все песчаные пласты горизонта Ю₁ (таблица 1).

Таблица 1. Нефтеносность Двуреченского месторождения

Пласт	Залежи	Дебит, м ³ /сут	Литология
Ю ₁ ¹	Одна залежь на севере месторождения, в районе Междуреченского поднятия	5.9	Нефтенасыщенные, карбонатизированные песчаники
Ю ₁ ²	Залежи на Лёсмуrowsкой и Западно-Моисеевской площадях, локальная зона на Междуреченской площади	12	Представлен песчаниками мелкозернистыми, слабо-средне- и крепкоцементированными, иногда известковистыми, с выпотами нефти
Ю ₁ ^М	6 залежей нефти: 2 на Междуреченской площади, 1 на Лесмуrowsкой и 3 на Западно-Моисеевской	9.2	Пласт представлен песчаниками мелкозернистыми среднесцементированными
Ю ₁ ³	залежь пласта Ю ₁ ³ развита в пределах всего Двуреченского месторождения	96-153	Серовато-бурые, мелкозернистые песчаники с выпотами нефти

В качестве основного продуктивного пласта - главного объекта разработки, выступает пласт Ю₁³ подугольной пачки, в котором сконцентрировано 83% суммарных запасов нефти Двуреченского месторождения (рисунок 4).

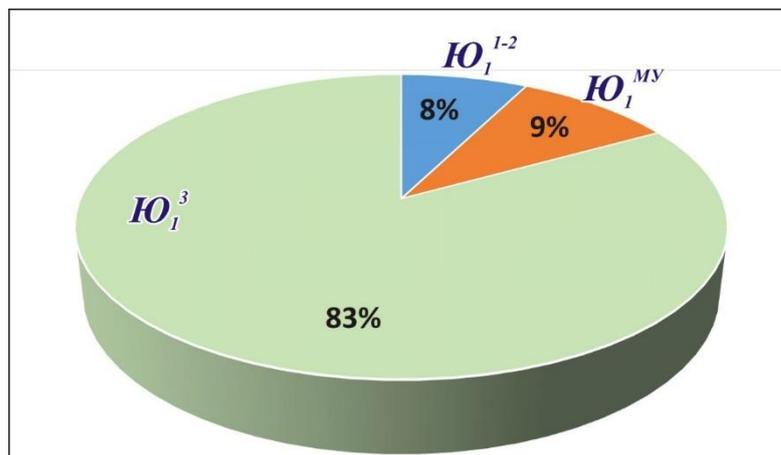


Рисунок 4. Распределение запасов нефти Двуреченского месторождения по пластам горизонта $Ю_1$

В настоящее время существуют разные модели строения залежи Двуреченского месторождения, связанные с литологическим замещением коллекторов, капиллярными экранами, разрывными нарушениями и т.д. В настоящей работе в качестве базовой использована построенная в ИНГГ СО РАН модель Двуреченского месторождения, в рамках которой залежи в песчаных пластах горизонта $Ю_1$ контролируются серией структурно-тектонических блоков, разделенных разломами.

Анализ временных сейсмических разрезов показал, что на всех месторождениях юга Каймысовского НГР, в том числе и на Двуреченской площади, юрская толща пород интенсивно разбита разрывными нарушениями, секущими юру и затухающими в неокоме. На рисунке 5 приведены временные разрезы, характеризующие тектоническую нарушенность блоковое строение Двуреченского месторождения.

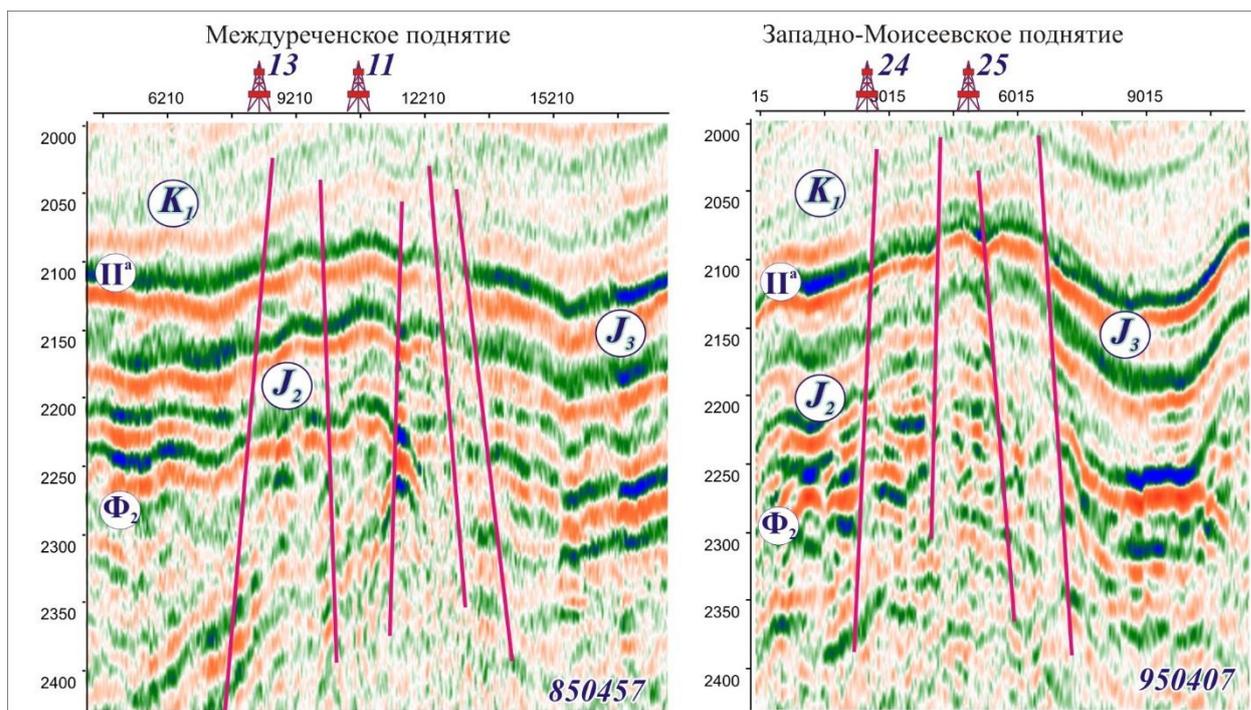


Рисунок 5. Сейсмогеологическая характеристика Двуреченского месторождения

Комплексный анализ результатов структурных построений, модели блокового строения территории и результатов испытаний позволил авторам выделить на рассматриваемом объекте серию разделенных разломами гидродинамически не связанных структурно-тектонических блоков, контролирующих единое нефтяное поле (рисунок 6).

В северном блоке месторождения, расположенном в районе Междуреченского поднятия, ВНК залежи пласта Ю₁³ проведен на отметке - 2575 м; в южном Западно-Моисеевском блоке - на отметке -2619 м, в центральном Лесмуровском блоке на отметке -2705 м.

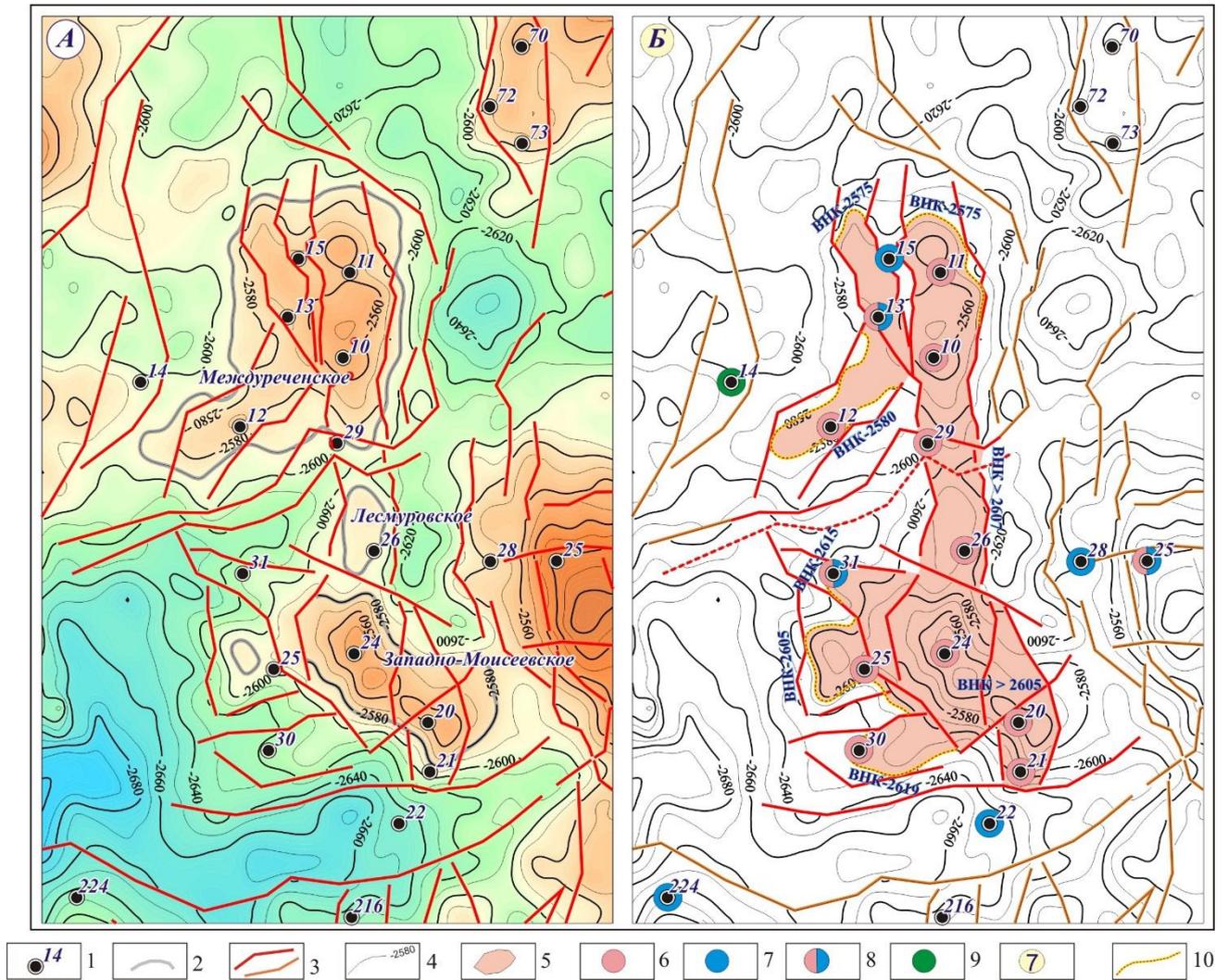


Рисунок 6. Структурная карта по кровле подугольной пачки (А) и модель залежи пласта Ю₁³ (Б) Двуреченского месторождения (по материалам ИНГГ СО РАН [76])
 1-поисково-оценочные скважины, 2-контур локальных поднятий, 3-разрывные нарушения, 4-изогипсы кровли подугольной пачки, 5-залежи нефти; скважины: 6-нефтяные, 7-водоносные, 8-водо-нефтяные, 9-с неясными результатами; 10-водо-нефтяные контакты

Глава 3. Методика и результаты исследований керна

3.1 Характеристика кернового материала

На Двуреченском месторождении отбор керна для изучения литолого-петрографических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств проводился в 17 поисково-оценочных и в трёх эксплуатационных скважинах.

На Междуреченской площади:

- по пласту Ю₁¹ с отбором керна пройдено 16.5 м. - 85.5% от общей толщины пласта, вынос керна составил 15.2 м (78.8%), освещенность керном эффективной нефтенасыщенной части 90%.
- по пласту Ю₁^М с отбором керна пройдено 31.4 м. - 90.2% от общей толщины пласта, вынос керна составил 18.7 м (53.7%), освещенность керном эффективной нефтенасыщенной толщины 42.9%.
- по пласту Ю₁³ с отбором керна пройдено 61.9 м - 100% от общей толщины пласта, вынос керна составил 48.7 м, (78.7%), освещенность керном нефтенасыщенной толщины 69.5%.

По Лесмуrowsкой площади:

- по пласту Ю₁² с отбором керна пройдено 6 м - 100% от общей толщины пласта, вынос керна – 6 м (100%), освещённость керном нефтенасыщенной части 72.4%.
- по пласту Ю₁³ с отбором керна пройдено 29.4 м - 90.7% от общей толщины пласта, вынос керна – 18.5 м (57.1%), освещённость керном нефтенасыщенной части 55.2%.

На Западно-Моисеевской площади:

- по пласту Ю₁² с отбором керна пройдено 14.7 м - 96.7% от общей толщины пласта, вынос керна составляет 13.4 м (88.2%), освещенность керном нефтенасыщенной толщины 95.6%.
- по пласту Ю₁^М с отбором керна пройдено 11.4 м - 100% от общей толщины, вынос керна составляет 9.9 м (86.8%), освещенность керном нефтенасыщенной толщины 91.8%.

- по пласту Ю₁³ с отбором керна пройдено 105.2 м - 90.9% от общей толщины, освещенность керном эффективной нефтенасыщенной толщины – 67.3%.

Количество учтённых параметров, применяемых для создания надёжной петрофизической модели и обоснованной интерпретации данных представлены в таблице 2.

Таблица 2. Количественный состав фильтрационно-ёмкостных свойств

Площадь (пласт)	Кол-во скважи н	Параметр, кол-во определений		
		Пористост ь	Проницаемост ь	Водонасыщенност ь
Двуреченская	7	274	221	47
Лесмуровская	2	872	828	209
Западно-Моисеевская	11	543	515	140
Итого	20	1689	1564	396
Ю ₁ ¹	3	21	20	8
Ю ₁ ²	6	41	38	17
Ю ₁ ^М	7	76	54	4
Ю ₁ ^{3А}	6	240	237	27
Ю ₁ ^{3Б}	10	116	130	23
Ю ₁ ³	16	356	367	50

В целом, объем керна для надежной характеристики объекта исследований.

Этап изучения керна скважин включал определение параметров, необходимых для построения неоднородной геологической модели объекта исследований, и включал серию блоков:

1. Определение и анализ стандартных петрофизических параметров лабораторной базы данных – коэффициентов пористости, проницаемости, параметров пористости и насыщенности и их корреляционных связей для целей последующего прогноза фильтрационно-емкостных свойств пород на площади месторождения с использованием геофизических данных.

2. Определение удельного электрического сопротивления пластовой воды и коэффициента водонасыщенности пласта.

3. Анализ ориентированного керна с целью изучения анизотропии коллектора.

Первые два блока представляют собой стандартные процедуры, связанные с общей характеристикой фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, как основы для создания петрофизического обоснования интерпретации данных геофизических исследований скважин. Третий блок включает в себя специальные исследования, направленные на изучение петрофизической неоднородности коллекторов.

3.2. Определение и анализ стандартных петрофизических параметров.

Анализ коллекторских свойств продуктивных резервуаров месторождения по результатам лабораторных исследований керна показал, что на исследуемой территории можно выделить коллектора 1 - 5-ого классов по классификации Ханина. Коллекторы пластов Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М относятся к 5 классу, коллектора пачки Б пласта Ю₁³ – к 4 и 5 классам, коллектора пачки А пласта Ю₁³ – к 1 и 2 классам.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что горизонт Ю₁ Двуреченского месторождения характеризуется большой степенью неоднородности коллекторских свойств: пласты-коллектора надугольной и межугольной толщ: Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М имеют низкие коллекторские свойства, подугольный пласт Ю₁³ в целом является хорошим коллектором, но отличается резкой дифференциацией фильтрационно-емкостных свойств в вертикальном разрезе и по площади месторождения.

Как было отмечено ранее пласт Ю₁³ является основным продуктивным пластом в южной части Каймысовской НГО и с ним связаны основные запасы нефти на Двуреченском, Крапивинском, Моисеевском и др. месторождениях.

В литологическом плане пласт состоит из серовато-бурых от мелко- до среднезернистых крепкоцементированных песчаников с выпотами нефти.

По фильтрационно-емкостным свойствам в пласте выделяется две пачки: верхняя – высокопроницаемая пачка А, и нижняя – менее проницаемая пачка Б. Разделение на пачки проведено по резкому скачку значений ГК от меньших к большим (от кровли до подошвы). На этой границе перепад значений проницаемости составляет 20-30 мД. В плане пачка Б занимает большую площадь, чем пачка А. Выделенные пачки не разделены между собой непроницаемыми прослоями и в целом пласт Ю₁³ представляет собой единое гидродинамически-связанное геологическое тело.

В северной и западной частях месторождения выделена зона пониженных фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁³, где по отношению к зоне развития высокочемких коллекторов проницаемость уменьшается в среднем на 2 порядка. Анализ построенной в ОАО «ТомскНИПИНефть» схемы фациальных обстановок [137] позволяет отметить, что его фильтрационно-емкостные характеристики пласта Ю₁³, в первую очередь, обусловлены условиями его формирования (рисунок 7).

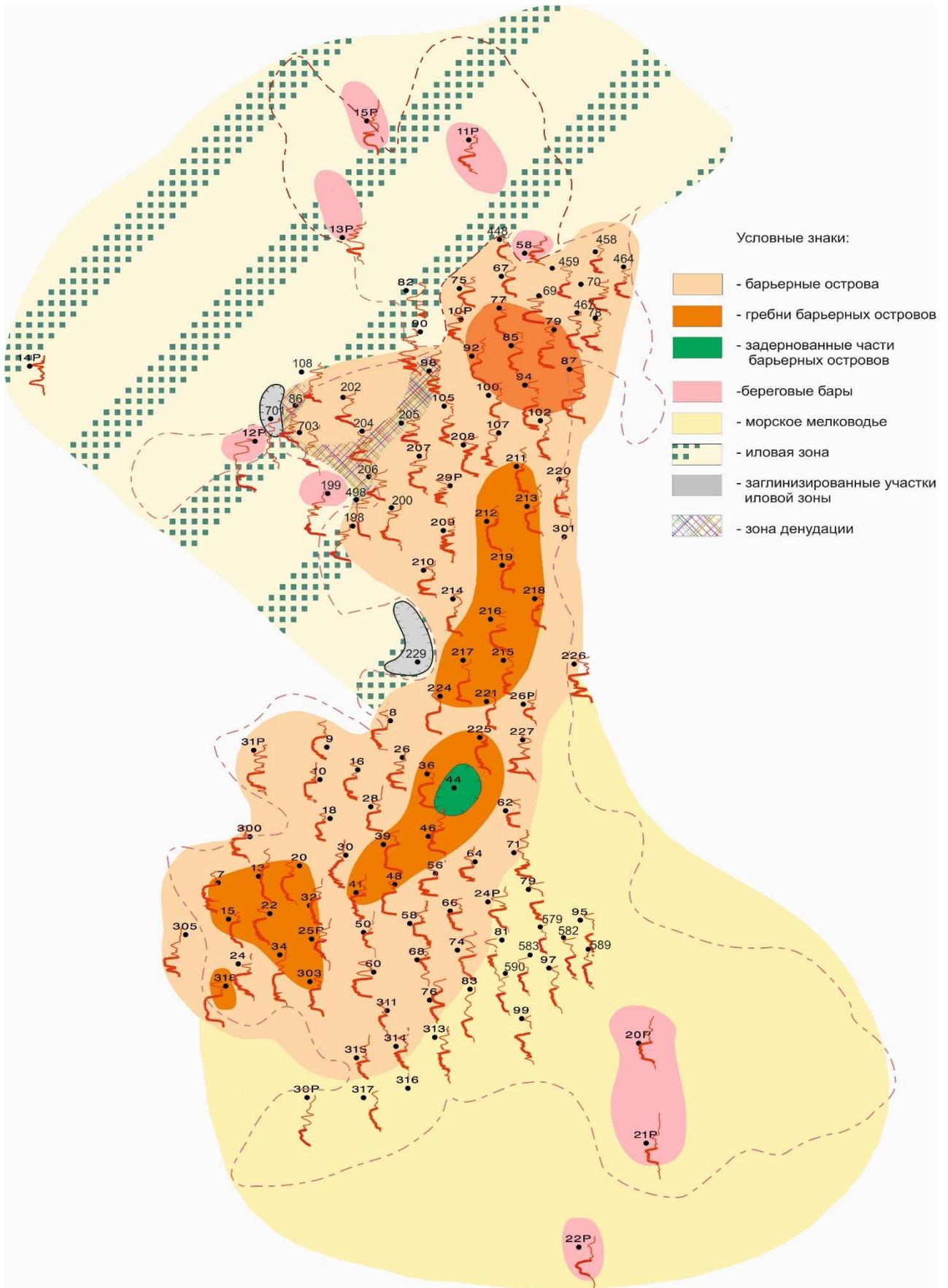


Рисунок 7. Фациальная схема пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения [137]

По керновым данным максимальные значения проницаемости отмечаются: на Междуреченской площади в скважине 29П - 282 мД, на Западно-Моисеевской - в скважине 215 – 2315 мД, на Лесмуровской – в скважине 215 – 3584 мД. Данные по определению открытой пористости, полученные по результатам лабораторных исследований керна показывают, что по горизонту Ю₁ среднее значение пористости составляет 0.171, при минимальном значении 0.08 по пласту Ю₁^М и максимальном – 0.235 по пласту Ю₁³.

В целом в пределах площади распространения продуктивного коллектора наибольшая проницаемость отмечается в отложениях гребней барьерных островов, а по разрезу наибольшие значения характерны для пласта Ю₁³ (рисунок 7).

Анализ кривых капиллярного давления показывает, что для вытеснения из высокопроницаемых образцов 79-80% общего объема насыщающей воды необходимо незначительное давление – до 0.2 Мпа; из низкопроницаемых образцов при давлении больше 0.4 МПа не вытесняется более 30% воды. Это обстоятельство обуславливает наличие высокого остаточного водонасыщения в отложениях пласта Ю₁³ в зоне низкопроницаемых пород.

Петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС.

Способов прямого определения проницаемости по методам ГИС не существует. В нефтяной геологии для определения этого параметра, как правило, применяют пересчет коэффициентов пористости в коэффициенты проницаемости, по зависимостям, полученным на этапе петрофизического анализа кернового материала - зависимость пористости от проницаемости. Приведенные на рисунках 8-13 зависимости, построенные по результатам исследования пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения, показывают наличие достаточно надежных корреляционных связей между пористостью, с одной стороны, и проницаемостью и параметром пористости с другой.

В работе с целью более точного определения параметров трансформации коэффициентов пористости в коэффициенты проницаемости

и параметры пористости расчеты осуществлялись по логарифмическим зависимостям и при этом пласт Ю₁³ был разделен на два пропластка Ю₁^{3А} и Ю₁^{3Б} (рисунки 8-13).

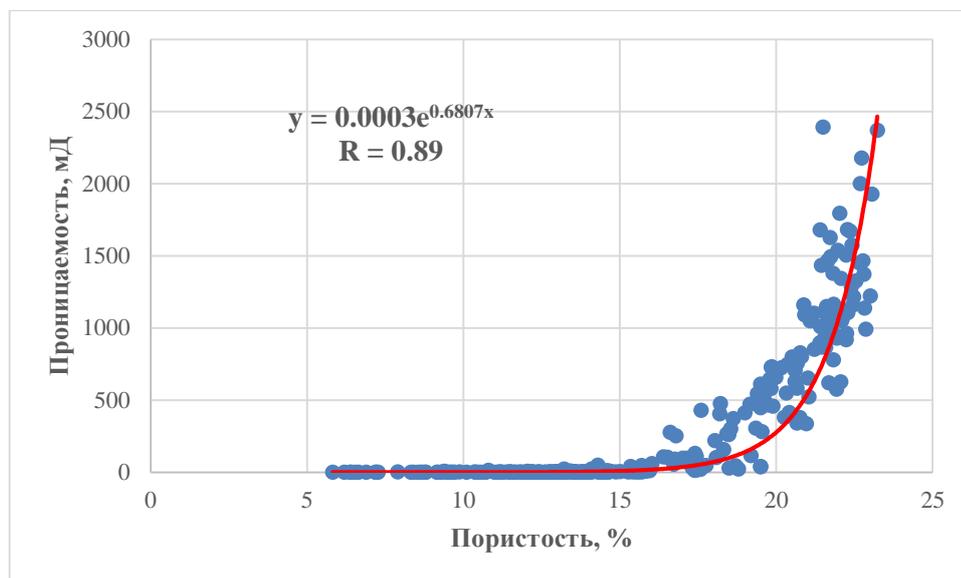


Рисунок 8. Зависимость проницаемости от пористости (Ю₁³)

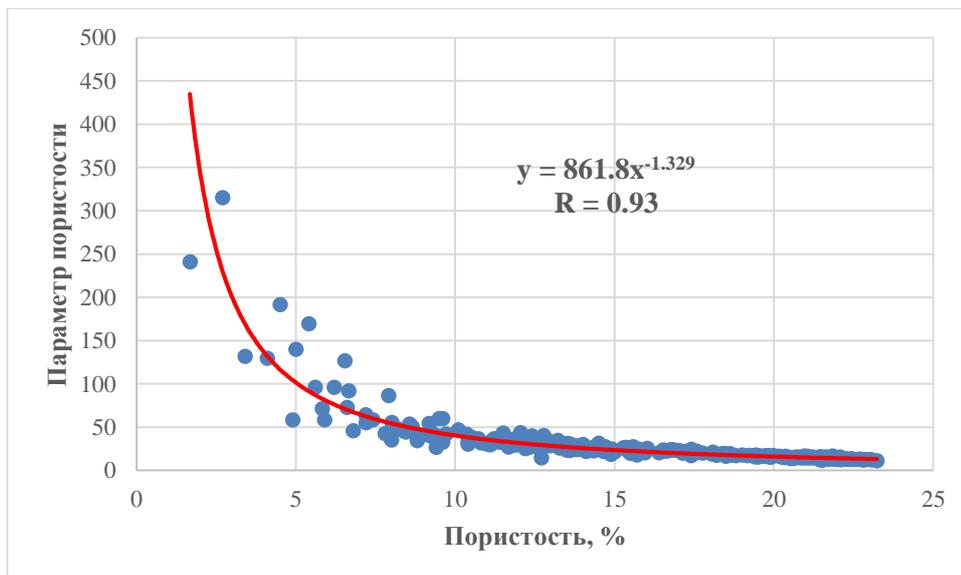


Рисунок 9. Зависимость параметра пористости от пористости (Ю₁³)

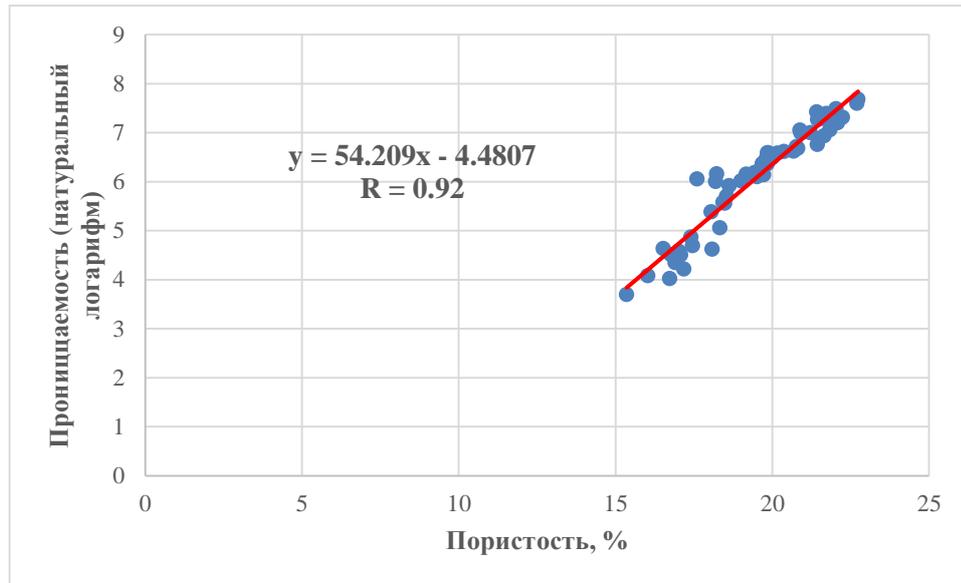


Рисунок 10. Зависимость проницаемости от пористости (Ю_1^{3A})

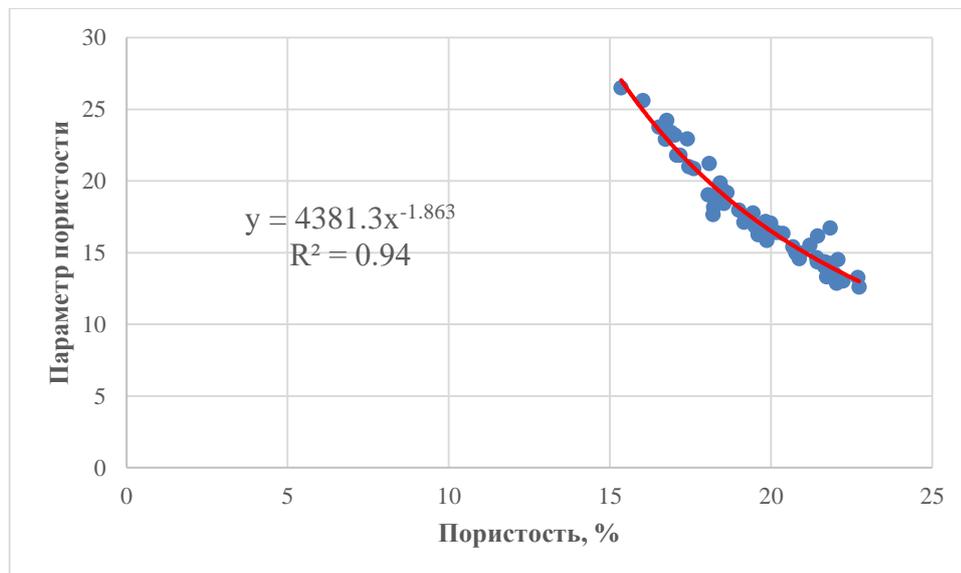
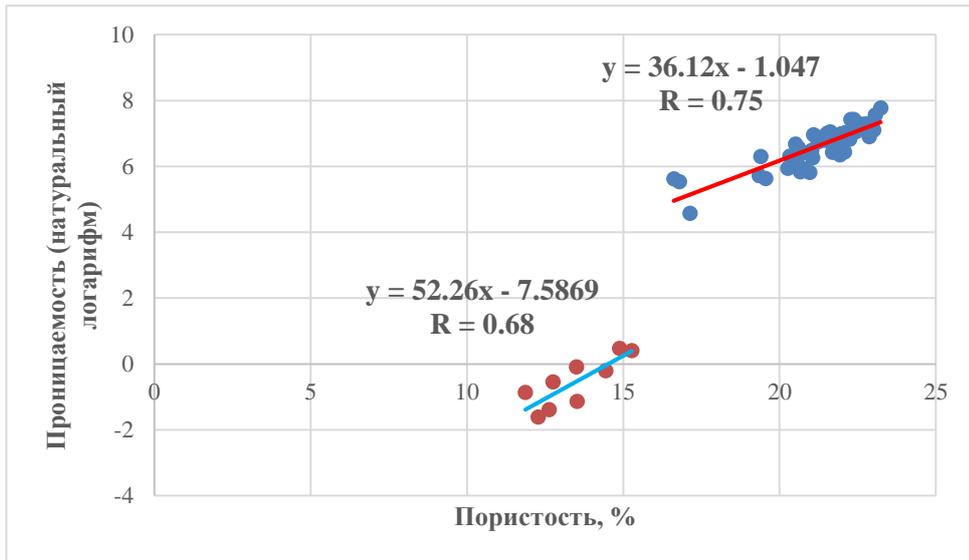
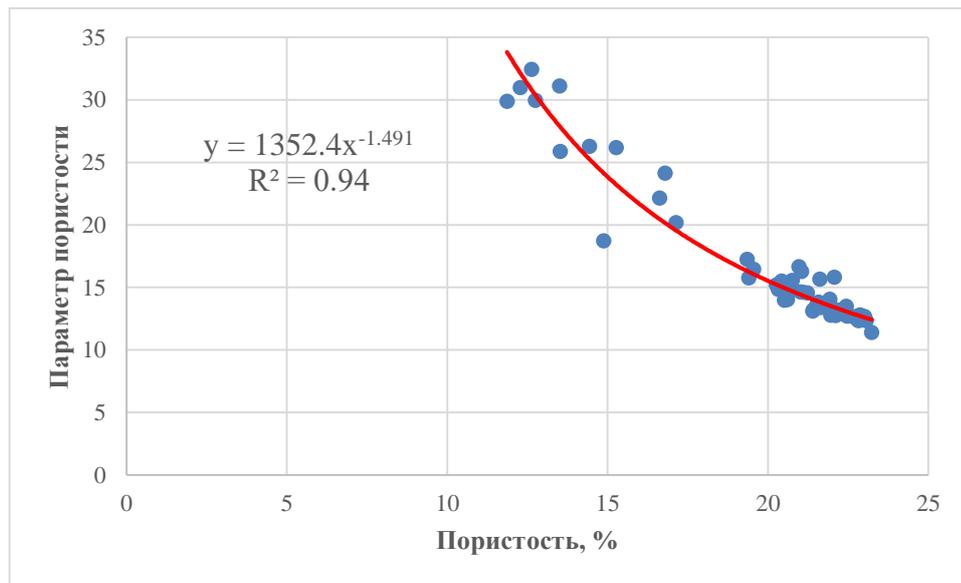


Рисунок 11. Зависимость параметра пористости от пористости (Ю_1^{3A})

Рисунок 12. Зависимость проницаемости от пористости ($\text{Ю}_1^{3\text{Б}}$)Рисунок 13. Зависимость параметра пористости от пористости ($\text{Ю}_1^{3\text{Б}}$)

Расчёт проницаемости. Изначально проницаемость была предоставлена в единицах газопроницаемости. Для пересчёта в проницаемость по жидкости использовалась поправка Клинкаенберга: $k_{liq} = \frac{k_{gas}}{1 + \frac{0.61}{P_m}}$, где k_{liq} – проницаемость по жидкости с учётом поправки Клинкаенберга (мД), k_{gas} – проницаемость по газу (мД), 0.61 – коэффициент Клинкаенберга для азота, P_m – среднее давление проведения эксперимента (таблица 3).

Таблица 3. Средние давления экспериментов по определению проницаемости

Диапазон проницаемости, мД	Среднее давление эксперимента, атм
>10	1.1
1-10	1.3
0.1-1	2.0
<0.1	2.7

Для расчёта проницаемости использовались формулы, полученные при получении зависимостей Керн-Керн (рисунки 10, 12). Для пропластка А использовалась одна зависимость (рисунок 10), для пропластка Б - две зависимости (рисунок 12). Разграничение по использованию зависимостей для пачки Б проводилось по значению коэффициента пористости, равного 15%. Это связано с характерным распределением петрофизических зависимостей типа Керн-Керн и заглинизованностью нижней части пачки Б. После расчёта петрофизических параметров в отдельных скважинах по пропласткам Ю₁^{3А} и Ю₁^{3Б} данные были подвергнуты арифметическому усреднению на пласт и распределены по площади.

Расчёт водонасыщенности. При построении геологической модели необходимо учитывать водонасыщенность, коллектора, которая также рассчитывается по данным керна скважин. Для расчета водонасыщенности использовалась формула Арчи-Дахнова: $S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\varphi^{m \cdot R_t}}}$, где S_w – коэффициент водонасыщенности, a – показатель извилистости пор, m – показатель цементации породы, n – показатель насыщенности (зависит от смачиваемости

породы и геометрии порового пространства), R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, R_t – удельное электрическое сопротивление пласта, ϕ – эффективная пористость.

Коэффициенты a , m определены по зависимостям типа Керн-Керн (рисунки 11, 13) и составляют для пачки А ($a=4381.3$, $m=1.863$), для пачки Б ($a=1352.4$, $m=1.491$).

Поскольку замеры параметра насыщенности в керновых исследованиях отсутствуют, определить параметр n напрямую по зависимости типа Керн-Керн невозможно. В силу этого в настоящей работе использовались следующие зависимости: $P_{II}=\rho_{вп}/\rho_v$, $P_H=\rho_{нп}/\rho_{вп}$, где P_{II} –параметр пористости, $\rho_{вп}$ –удельное сопротивление водонасыщенного пласта, ρ_v –удельное сопротивление пластовой воды, P_H –параметр насыщенности, $\rho_{нп}$ –удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта.

Таким образом, $P_H=\rho_{нп}/(P_{II}\cdot\rho_v)$. В качестве $\rho_{нп}$ принимались значения сопротивления с диаграмм индукционного каротажа.

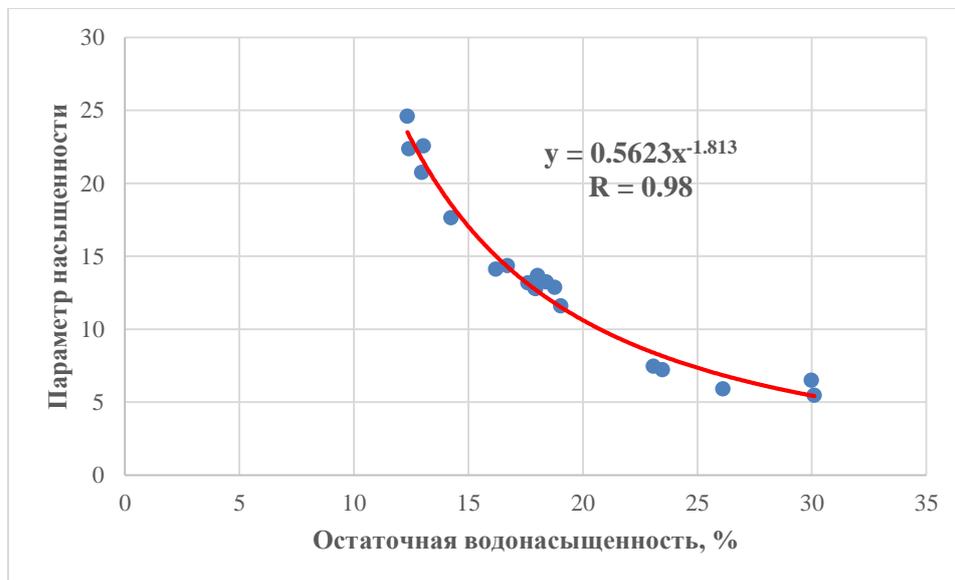


Рисунок 14. Зависимость параметра насыщенности от остаточной водонасыщенности ($Ю_1^{3A}$)

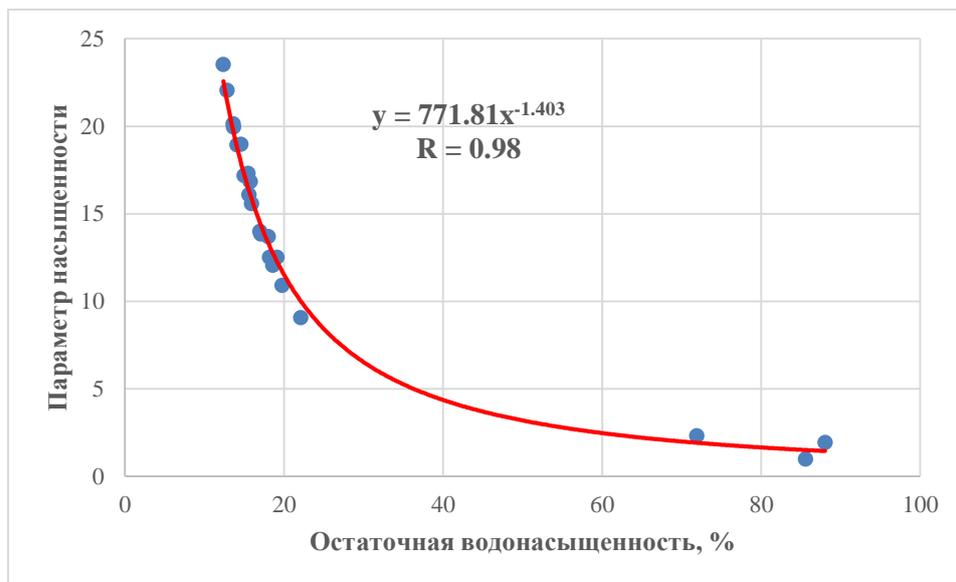


Рисунок 15. Зависимость параметра насыщенности от остаточной водонасыщенности ($Ю_1^{3Б}$)

В результате расчётов получены коэффициенты n :

- для пласта $Ю_1^{3А}$ (рисунок 14) $n=1.813$,
- для пласта $Ю_1^{3Б}$ (рисунок 15) $n=1.651$.

Вычисленные значения находятся в пределах, характерных для месторождений Западной Сибири, что позволяет использовать их при дальнейших расчётах.

Определение сопротивления пластовой воды (R_w) происходило следующим образом:

Минерализация пластовых вод принималась на уровне 36.3 г/л, температура пласта $Ю_1^3$ – 90°C, удельное электрическое сопротивление пластовых вод - 0.065 Ом·м (Gen-9, Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009, рисунок 16).

Расчёт удельного электрического сопротивления пласта (R_t) осуществлялся с использованием системы геофизической интерпретации «ПРАЙМ» по методу индукционного каротажа.

Resistivity of NaCl Solutions

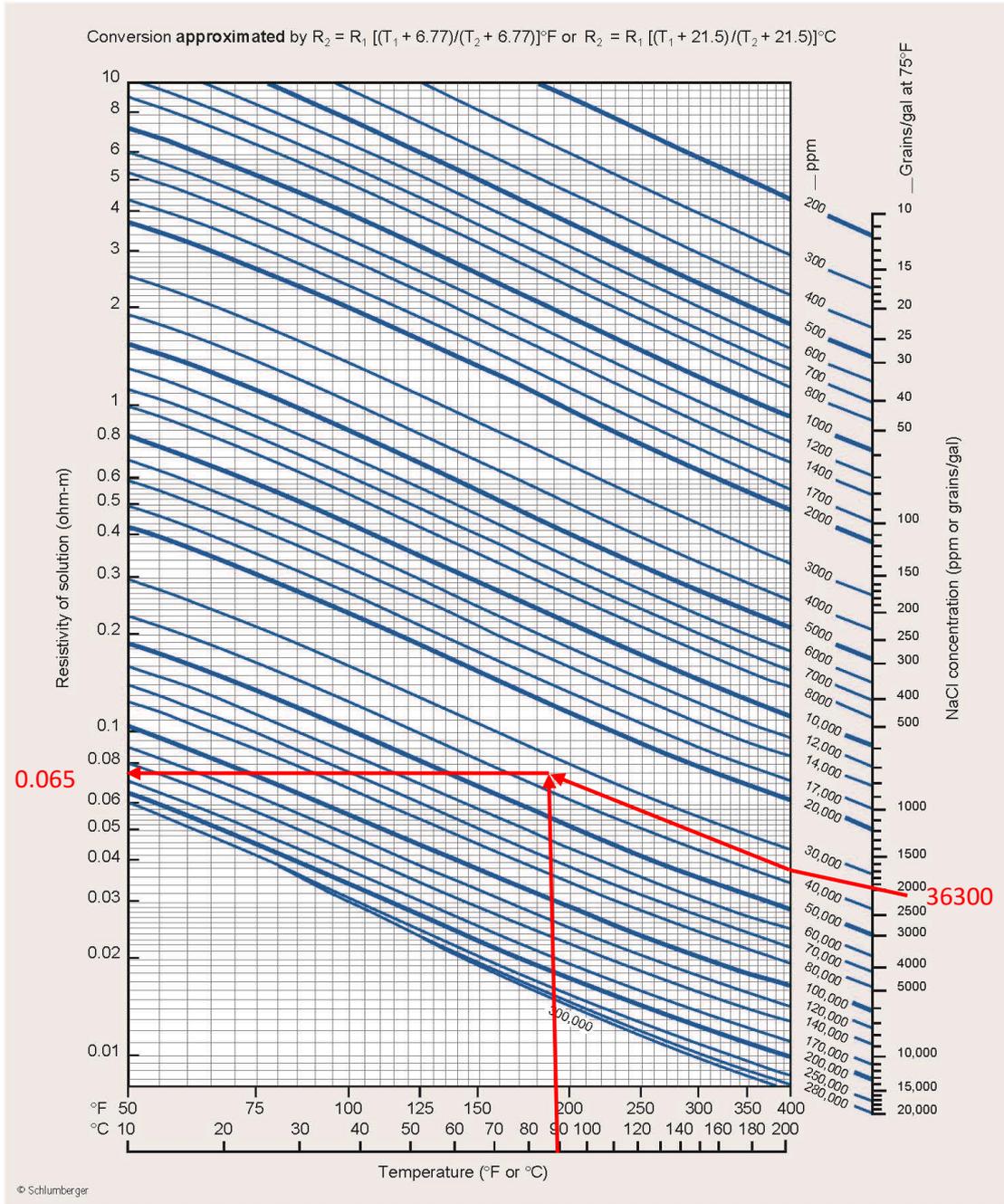


Рисунок 16. Палетка по определению сопротивления пластовой воды

3.3 Специализированный анализ керна

Территория Двуреченского месторождения с учетом разрывных нарушений была разделена на три участка (северный, центральный и южный), в пределах которых происходило обобщение полученных данных (рисунки 32, 40).

Специализированный анализ керна включал изучение образцов, предварительно ориентированных по сторонам света. В течение последних десятилетий группой сотрудников Томского политехнического университета, в составе которой автор работает с 2006 г., разработаны методические подходы к комплексному литолого-петрофизическому изучению керна, включающие:

1. Пространственное ориентирование керна палеомагнитным методом.
2. Фотосканирование полноразмерного керна, определение элементов залегания слоистости, трещиноватости.
3. Изучение элементов упорядоченной литологической структуры пород по ориентированным шлифам.
4. Определение пространственно ориентированных петрофизических характеристик пород (магнитных, упругих, фильтрационных).
5. Комплексный анализ литологических и петрофизических параметров с целью построения неоднородной модели пласта.

Использование ориентированного керна позволяет дать количественную оценку любых проявлений упорядоченной структуры и текстуры пород (закономерная ориентировка частиц, пор, трещиноватость, слоистость), а также пространственно ориентированных петрофизических параметров в современной магнитной и географической системах координат для дальнейшего использования получаемых параметров в системах геологического и гидродинамического моделирования.

Опыт проведения таких исследований получен на основе изучения пород различных месторождений Западной Сибири (Игольско-Таловое, Крапивинское, Двуреченское, Казанское, Вахское, Калиновое, Северо-Останинское). Результаты исследований освещены в многочисленных публикациях [44, 66, 77-86, 96-99].

Ориентация керна. Перед проведением лабораторных исследований для определения направления анизотропии необходимо чтобы керна был однозначно сориентирован в пространстве и выбранные направления распиловки образцов полностью отражали истинное распределение проницаемости. Для решения этой задачи в качестве наименее затратного и наиболее эффективного метода был использован палеомагнитный метод.

Остаточная намагниченность лежит в основе пространственной ориентации образцов керна относительно сторон света. Намагниченность пород земной коры, обусловленная направлением Земного магнитного поля, существовавшего во время формирования этих пород. Намагниченность направлена в соответствии с географическим местоположением древнего магнитного полюса.

Естественная (остаточная) намагниченность даёт возможность произвести пространственную ориентацию керна, применив технологию палеомагнитных исследований. Магнитная восприимчивость характеризует анизотропию, которая зависит от строения магнитных частиц во время осадконакопления и образования скелета породы.

Два способа палеомагнитной ориентации керна:

1. Определение направления компонента естественной остаточной намагниченности, который характеризует первоначальную намагниченность образца. Для её определения необходимо с помощью переменного магнитного поля и температуры разрушить вторичную намагниченность образца, образовавшуюся за время его существования [119]. При сопоставлении направления древнего магнитного поля и направления стабильного компонента можно определить первоначальную ориентировку образца

(рисунок 10). В соответствии с этим способом для образца-керна необходимо знать ориентировку керна «верх–низ» относительно оси скважины и возраст пород. Способ находит применение при проверке сходимости полученных результатов, но требует доказательства сохранности первичной намагниченности изучаемых пород и опорных палеомагнитных определений по одновозрастным стратотипическим разрезам [129, 133].

2. Второй способ предполагает изучение направлений не первичной, а вторичной (вязкой) намагниченности, которая была накоплена породой во время воздействия геомагнитного поля после последней инверсии (в течение последних 780 тысяч лет – эпоха Брюнеса). Направление этого компонента должно отражать направление географического меридиана в точке проведения измерений.

Так как этот компонент менее стабилен, то его можно изучить в результате постепенного размагничивания переменным магнитным полем или температурой. При сопоставлении направлений современного геомагнитного поля и вязкой составляющей намагниченности представляется возможным определить ориентировку образца во время его формирования. В этом случае не обязательно знать, как образец располагался в вертикальном разрезе (достоверность расположения кровли и подошвы), так как современная полярность магнитного поля известна. Способ находит применение при ориентации образцов керна [119].

Как показывает опыт выполненных в Томском политехническом университете исследований, второй способ более универсален и в настоящей работе была реализована следующая технология:

1. Для выполнения ориентирования полноразмерного керна отбирались образцы из колонны керна, предварительно прошедшего геологическую ревизию в кернохранилище. В соответствии с маркировкой «верх-низ» и линиями стыковки на образцы наносилась произвольная система координат для последующих магнитных измерений – ось X направлена в плоскости торцевой поверхности керна по горизонтальной проекции падения

видимой слоистости, Y ортогонально вправо (параллельно простиранию слоистости), Z – по образующей керна вниз.

2. В связи с необходимостью использования полноразмерного керна с условием сохранения его для последующих исследований, регистрация магнитных свойств далее производилась на магнитометре астатического типа (МАЛ-036) в условиях загородной палеомагнитной лаборатории кафедры геофизики ТПУ. Измерения остаточной намагниченности выполнялись на уровне нижнего магнита, магнитной восприимчивости – в равноудаленном положении (в равноудаленном положении измеряется и остаточная намагниченность, но с меньшей точностью). На каждом этапе производилось несколько (не менее трех) измерения образца для контроля точности и оценки погрешностей. Для оценки анизотропии магнитной восприимчивости (в плоскости XY) измерения производились при последовательных угловых поворотах в равноудаленном положении. Далее в работе под анизотропией магнитных параметров имеется в виду именно анизотропия магнитной восприимчивости.

3. При экспериментальных исследованиях сначала выполнялась временная магнитная чистка с выдержкой образцов в течение 2-х недель в положении «по полю» и затем в течение такого же времени в положении «против поля» для компенсации «лабораторной» остаточной намагниченности. Далее выполнялась терморазмагничивание с использованием термопечи конструкции В.П. Апарина, позволяющей компенсировать внешнее магнитное поле за счет многослойного пермаллового экрана. Шаг терморазмагничивания 25°C , конечная температура нагрева – 125°C . В данном диапазоне температур обычно происходит существенное разрушение вязкого компонента естественной остаточной намагниченности.

4. По результатам обработки экспериментальных данных вычислялись векторные разности, позволяющие оценить направление вязкой намагниченности, обусловленной влиянием современного геомагнитного

поля и совпадающей с ним по направлению. Эти данные использовались для пространственного ориентирования керна. Контроль полученных направлений осуществлялся по соответствию наклонения вектора вязкой намагниченности наклонению современного геомагнитного поля в точке отбора образцов, сопоставлением элементов залегания слоистости по ориентированным образцам. Угловая погрешность определения направления вязкой намагниченности составила $3^{\circ} - 8^{\circ}$.

5. Полученные данные позволяют оценить остаточную намагниченность (J_n), магнитную восприимчивость (α), фактор Кенигсбергера (Q), коэффициенты анизотропии магнитной восприимчивости (K_m)

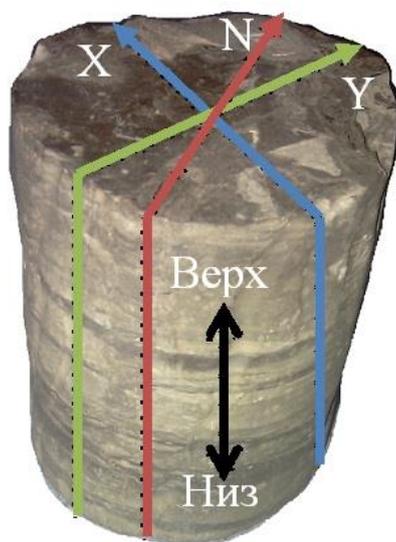


Рисунок 17. Применение метода палеомагнитного ориентирования: X, Y – система координат образца керна, N – вязкая намагниченность расчётной плоскости магнитного меридиана

Литологические исследования.

Специализированные литологические исследования целесообразно проводить на ориентированных образцах полноразмерного керна с помощью метода фотосканирования. КERN фотографируется в различных проекциях и на этой основе составляется его комбинированная фоторазвертка в заданной системе координат. Данная процедура дает возможность изучения текстур не по плоскому срезу керна, а по его полноразмерному изображению, что

позволяет проследить изменение особенностей породы в объеме: ориентировку и углы падения слоев, характер их распространения и взаимоотношения, количественное их соотношение. В совокупности с гранулометрией определение текстур пород-коллекторов позволяет реконструировать и детализировать фациальные условия образования осадка.

Для более точной и объемной характеристики текстурных особенностей были созданы круговые развертки керна, предварительно ориентированного палеомагнитным методом на север. Создание объемных разверток керна мало затратно по времени обработки данных и по материальным ресурсам, в отличие от дорогостоящего 3D-сканирования внутреннего ствола скважин различными геофизическими методами.

Применение ориентированного керна позволило определить азимуты направлений течений и сноса материала, и, соответственно, детализировать условия осадконакопления. Для этого круговую развертку образца керна устанавливали таким образом, чтобы север совпадал с нулевым градусом (нулевая отметка). Далее находили максимальную и минимальную отметку слоя и с помощью шкалы определяли углы, которые соответствуют данным отметкам.

На рисунке 18 на фотоизображении развертки образца показан принцип определения элементов залегания слоистости. Верхняя шкала описывает азимутальную развертку в соответствии с данными пространственной ориентировки керна (0 соответствует направлению на географический север). Минимальная точка изгиба для указанного слоя расположена по азимуту примерно 87° , что характеризует направление падения слоистости, а разница высотных отметок между минимальной и максимальной точками при известных размерах образца (диаметр), позволяет вычислить угол падения слоистости, который в данном случае составляет 4.8° . Азимут простирания слоистости отличается на 90° от азимута падения и составляет $177^{\circ} - 357^{\circ}$. Полученные данные свидетельствуют о направлении течения и сносе терригенного материала запад-юго-западной – восток-северо-восточной

направленности. Наличие пологоволнистой слоистости свидетельствует о неспокойных условиях, при которых происходил снос материала и его накопление, что типично для прибрежно-морских условий. Согласно с изменениями элементов залегания слойков, как правило, изменяется и проницаемость горных пород.

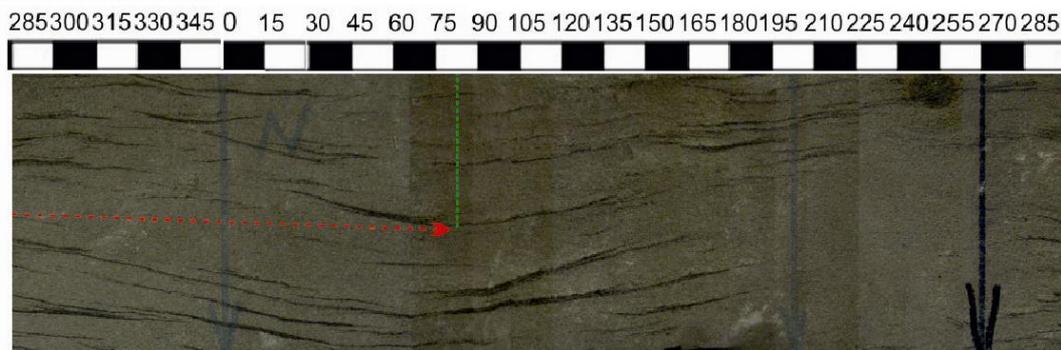


Рисунок 18. Определение азимута направления сноса материала и образование слойков методом фотосканирования керна

Для получения углубленной литолого-структурной характеристики неоднородности верхнеюрских коллекторов Л.А. Краснощековой, В.П. Меркуловым и др. [65, 87-89, 96, 98, 99] предложены методические приемы изучения ориентированных шлифов с применением методов морфологического и микроструктурного анализа основных породообразующих минералов. При этом в комплекс работ включаются и традиционные формы литологических исследований в составе определений минералого-петрографического состава песчаных и алевроитовых пород, содержания и состава цементирующего материала, вторичных изменений пород, гранулометрических характеристик и степени отсортированности обломочного материала.

Морфологический анализ включает измерение ориентировки удлинения зерен в ориентированных шлифах под микроскопом, т.е. определение азимутов простирания удлиненных зерен относительно выбранного направления и представления данных в виде специфичных стереограмм, отображающих их преимущественные направления.

Анализ характера удлинений зерен кварца проводился в двух взаимно ортогональных плоскостях, - горизонтальной (близкой к напластованию) и перпендикулярно слоистости и знакам ряби по 2 шлифам, изготовленным согласно данным пространственной ориентировки керна.

Под воздействием скоростного водного потока зёрна ориентируются в одном направлении и при этом становятся очевидными явные максимумы осей зёрен. Подобную ориентировку зерен может создавать умеренная до сильной движущаяся среда, например, вдольбереговые течения, участвующие в формировании баровых тел прибрежно-морского генезиса. Вторичные максимумы в случае бимодальных распределений удлиненных частиц возникают в случае отложений прибрежных зон водных бассейнов, подвергающихся действию волн. Во всех случаях на разброс ориентации удлиненных частиц оказывает сильное влияние неоднородность потока, но во всех случаях прослеживаются общие закономерности в укладке зерен обломочного материала.

Наибольшую информативность об изменении направления потока даёт ориентация песчаных зёрен по латерали. В этом же направлении формируются и поровые каналы коллекторов, обуславливающие его фильтрационно-емкостные свойства.

Определение морфологических и микроструктурных особенностей изучаемых ориентированных пород позволяют уточнять их фациальные и динамические условия образования и, самое важное, получать пространственное строение матрицы коллектора, состоящего преимущественно из удлиненных зерен кварца и полевого шпата, и распределение порового пространства в объеме.

На рисунке 19 показаны характерные стереограммы распределения удлиненных зерен кварца, полученные по образцам песчаников пласта Ю₁³ для трех участков Двуреченского месторождения. Следует отметить, что в данном случае пространственные вариации направленности укладки обусловлены изменением конфигурации баровых тел и положения древней береговой

линии. В северной и южной частях площади преобладает ориентация зерен в северо-западном направлении, в центральной – северо-восточная, что соответствует общей направленности процесса осадконакопления.

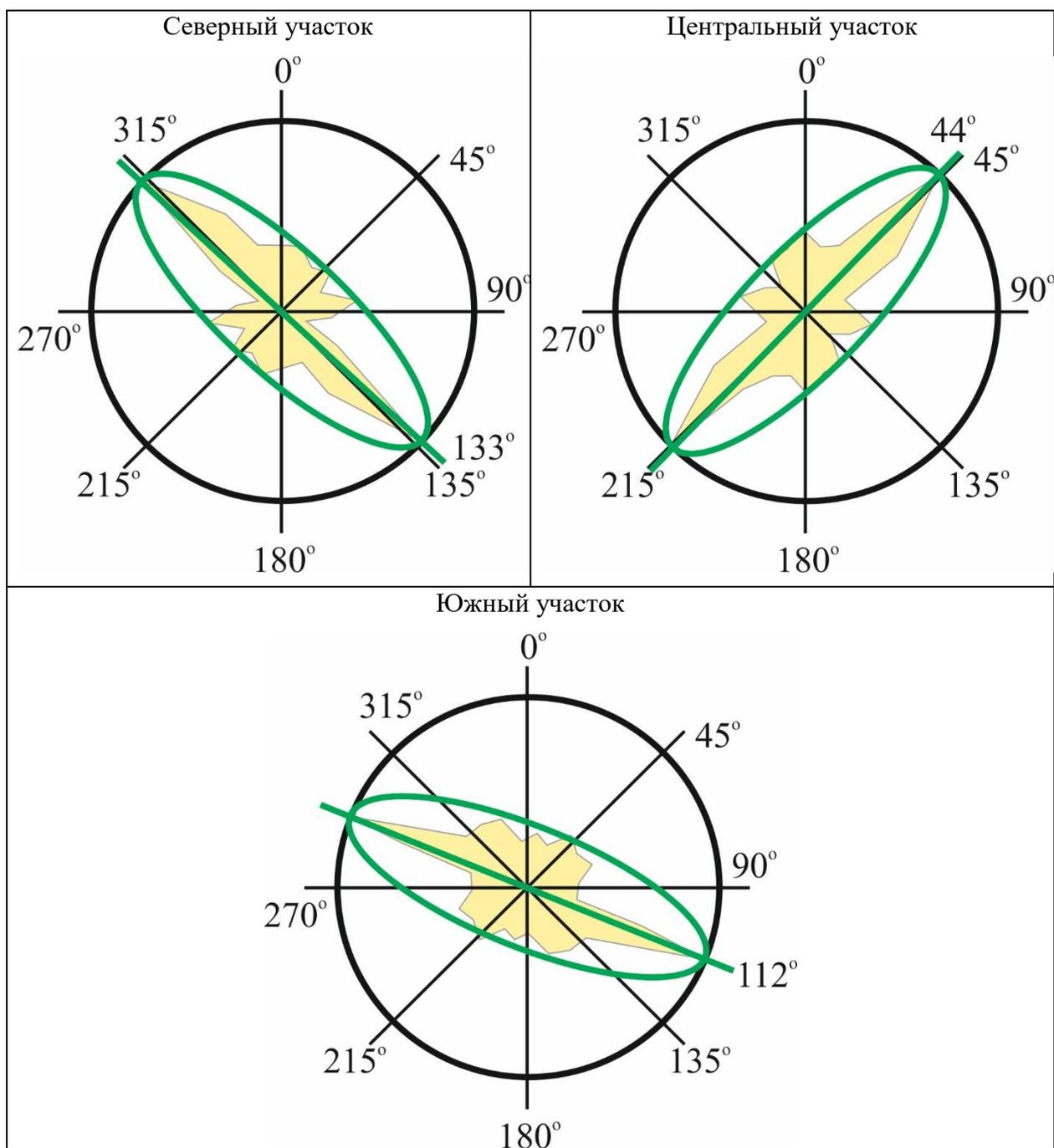


Рисунок 19. Стереогаммы направленности удлиненных зерен кварца для северной (а), центральной (б) и южной частей объекта исследований

Петрофизические исследования

Изучение упруго-деформационных, магнитных и фильтрационных свойств пород с целью определения их анизотропных характеристик выполняется на тех же образцах керна с учетом определенной на этапе палеомагнитных исследований системы координат (рисунки 21-23).

Магнитные исследования. Измерения анизотропии магнитной восприимчивости производилось на магнитометре астатического типа (МАЛ-036) путём последовательных поворотов и измерений образцов в равноудалённом положении. Учитывая, что измерения обладают определенной степенью погрешности, для оценки параметров магнитной анизотропии (величины и направления) целесообразно применение эллиптической аппроксимации данных.

В оценки результатов исследований магнитных свойств пород автором была выведена формула расчёта направления наибольшего изменения магнитной анизотропии - $\text{Sin}^2(\beta-\alpha) \cdot \left(\frac{1}{b^2} - \frac{1}{a^2}\right) = \frac{1}{x^2} - \frac{1}{a^2}$, где a – значение большой полуоси эллипса; b – значение малой полуоси эллипса; β – угол, соответствующий точке с экспериментальными данными; x – расчётное значение; α – угол, соответствующий углу наклона главной оси эллипсоида.

Результаты проведенных исследований показали, что анизотропия магнитных свойств наилучшим образом описывается эллиптической моделью.

Разработанный и опробованный алгоритм позволяет при наличии экспериментальных данных определять углы и направления индуктивной намагниченности керна и строить эллиптическую модель магнитной восприимчивости с удовлетворительной точностью.

А.Н. Храмов, Г.И. Гончаров, Р.А. Комиссарова и др. [128, 129] отмечали, что магнитная восприимчивость осадочных пород зачастую обусловлена содержанием акцессорных минералов, обладающих ферромагнитными свойствами. Зерна кварца, чешуйки биотита и хлорита содержат мелкие включения магнетита; агрегаты глинистых минералов часто пропитаны гидроксидами железа. Именно с этими включениями и примесями связаны повышенные значения магнитной восприимчивости и наличие ферромагнитных свойств у перечисленных минералов, чистые разновидности которых относятся к парамагнетикам $\chi = 10^{-7} \div 10^{-5}$ СИ.

Распределение магнитной восприимчивости исследуемых образцов пласта Ю₁³ в разрезах скважин коррелирует с зонами более сложного в литологическом

плане строения разреза. Характерные пики повышения величин остаточной намагниченности и магнитной восприимчивости ярко выражены в зонах, находящихся около областей с максимальным фактором Кенигсбергера (Q).

Эллиптическая форма характера распределения магнитной восприимчивости на полярной проекции обусловлена ориентировкой ферромагнитных частиц по разным направлениям в плоскости напластования ХУ. Длинная ось эллипса указывает наибольшую магнитную восприимчивость горных пород, короткая ось – наименьшую. Повышение значения коэффициента анизотропии магнитной восприимчивости обусловлено новообразованными минералами-ферромагнетиками, ориентирующимися в процессе замещения исходных минералов по направлению поровых каналов.

Акустические исследования. Взаимосвязь структуры горных пород и упругих свойств ярко выражена при проведении ультразвукового анализа структуры. Направление главной оси эллипса, вычисленное по результатам анализа скорости (времени) акустических продольных волн, отражает анизотропию упругих свойств.

Для проведения исследований *акустическими* методами применялся ультразвуковой прибор УК-14П. Прибор реализует ультразвуковой импульсный метод с отдельным вводом в материал и последующим приемом прошедших через него ультразвуковых колебаний (УЗК). При двухстороннем доступе к образцу с помощью излучающего и приёмного преобразователей осуществляется сквозное прозвучивание. При одностороннем доступе прозвучивание осуществляется путем установки преобразователей на одной поверхности. В приборе предусмотрены два режима работы. В одном режиме работы прибор автоматически измеряет время, требуемое переднему фронту ультразвукового импульса для прохождения через образец, в соответствии с которым происходит расчёт скорости акустических волн. В другом режиме работы прибор измеряет длительность фронта первой полуволны принятого ультразвукового импульса.

Этапы проведения работы заключались в определении пространственной анизотропии с поворотом цилиндрического образца через каждые 22.5° . Принципиальная схема измерения – на рисунке 20.

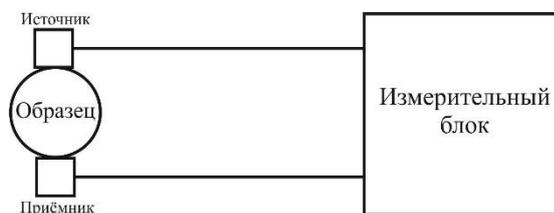


Рисунок 20. Схема снятия показаний с помощью прибора УК-14П

Параметры, которые были получены при проведении акустических измерений приведены в таблице 4.

Таблица 4. Параметры акустических измерений

Параметр	Расшифровка	Формула
t	Время прохождения ультразвуковой волны от источника до приёмника через образец	–
τ	Длительность фронта ультразвуковой волны	–
V	Скорости прохождения ультразвуковых колебаний по формуле	$V=10^4l/t$, l – длина образца
K	Коэффициент анизотропии	$K=V_{\max}/V_{\min}$

По результатам расчетов с использованием акустических методов была построена зависимость скорости ультразвуковых колебаний от угловой характеристики за вычетом скоростной константы (рисунок 21).

Распределение результатов измерений на полярной диаграмме в условных координатах формирует эллиптическую аппроксимацию анизотропии упругих свойств, отражающих северо-западное направление главной оси эллипса анизотропии. Главная ось эллипса отмечает

максимальное время распространения упругих колебаний в этом направлении, а короткая ось – минимальное время в данном направлении. Упорядоченность минеральных зёрен в матрице горной породы значительно влияет на анизотропию упругих свойств пород.

Сравнительный анализ результатов, полученных при изучении анизотропии магнитных и акустических свойств пород показал их хорошую сходимость (рисунок 21). При этом отмечается соответствие как направлений, так и величин усредненных показателей по различным видам определений.

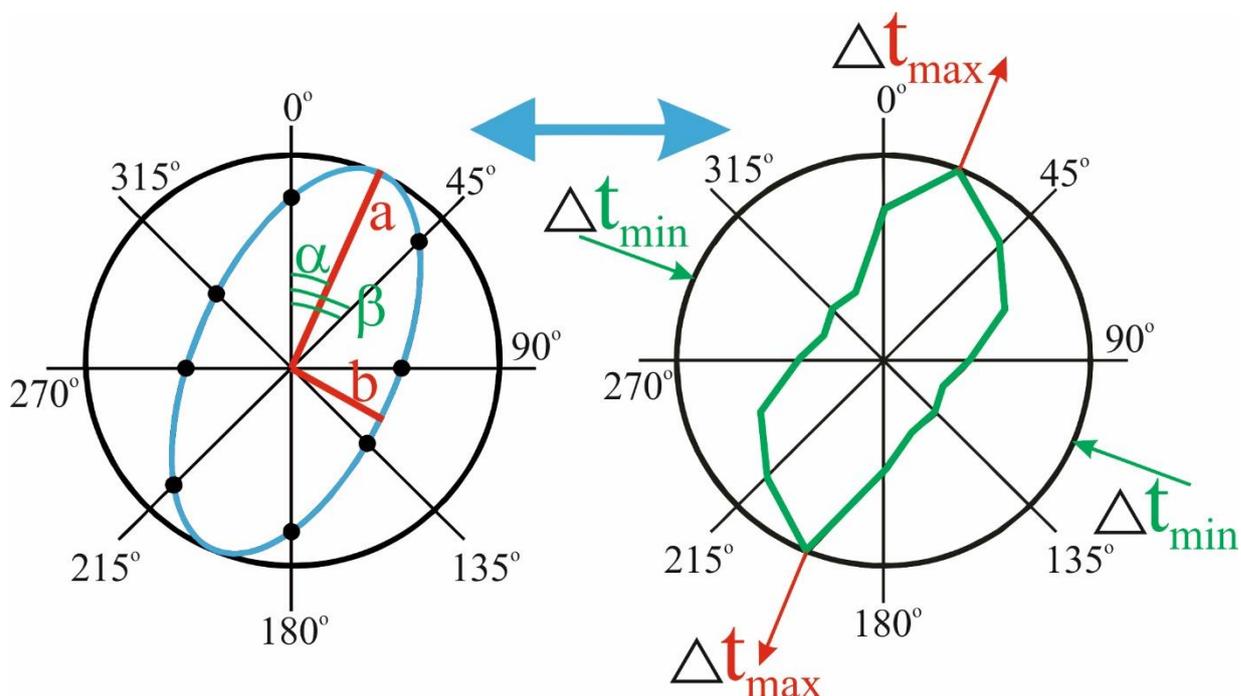


Рисунок 21. Сопоставление результатов магнитных (а – значение большой полуоси эллипса; b – значение малой полуоси эллипса; β – угол, соответствующий точке с экспериментальными данными; α – расчётное значение; α – угол, соответствующий углу наклона главной оси эллипсоида) и акустических (зависимость скорости ультразвуковых колебаний от угла с вычитанием константы скорости) методов.

На рисунках 22, 23 приведены полярные диаграммы распределения магнитной восприимчивости и времени распространения ультразвуковых колебаний, рассчитанные для трех участков Двуреченского месторождения, которые также четко отображают однотипные направления и величины анизотропии этих параметров.

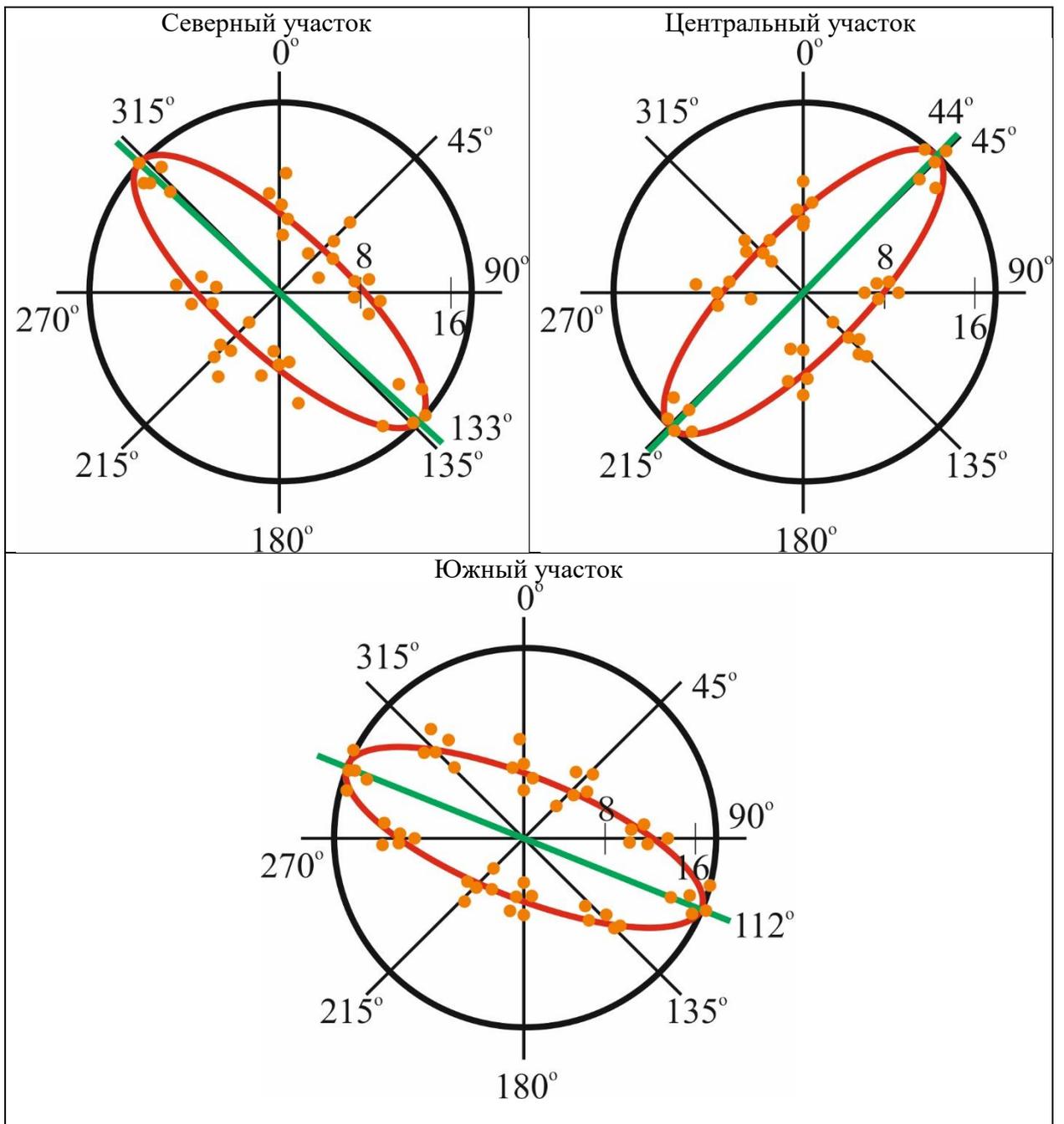


Рисунок 22. Полярные диаграммы распределения магнитной восприимчивости (горизонтальная ось, $\cdot 10^{-5}$ СИ) по площадям исследований

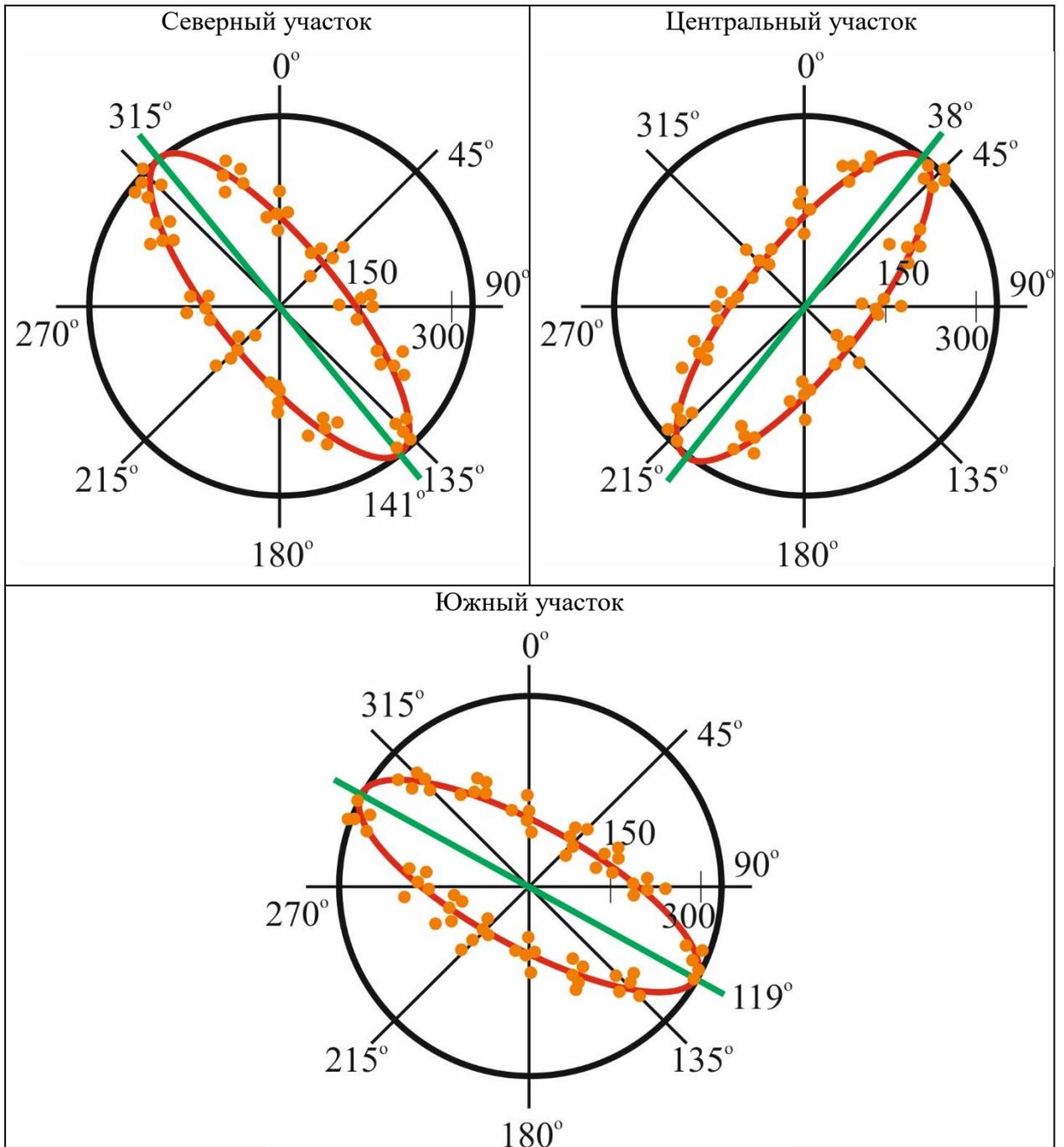


Рисунок 23. Полярные диаграммы распределения времени распространения ультразвуковых колебаний (горизонтальная ось, мкс/м) по площадям исследований

Оценка проницаемости. Оценка проницаемости по результатам лабораторных исследований керна требует достаточно больших временных затрат и ее необходимо производить измерения по образцам малого диаметра, выпиленным из скважинного образца по разным направлениям. Эллиптическое моделирование результатов лабораторного и магнитно-акустического анализа позволяет выбрать направление для подготовки

экспериментальных цилиндров и после измерения проницаемости оценить количественные параметры ее анизотропии в горизонтальной плоскости: величины максимальных (k_h^{\max}) и минимальных (k_h^{\min}) значений, отклонение оси эллипса максимальных значений от северного направления географического полюса.

Исследованием экспериментальных образцов песчаных пластов горизонта Ю₁, отобранных на различных месторождениях Томской области (Крапивинское, Игольско-Таловое, Казанское, Двуреченское) отмечается непосредственная взаимосвязь отбора экспериментальных образцов керна и величины проницаемости по латерали. Проницаемость, полученная по цилиндрам, выпиленным параллельно напластованию выше в цилиндрах, выпиленных ортогонально. Вариации отношений максимальной и минимальной проницаемостей варьируется от 1.5 до 5 и составляет для наиболее проницаемых коллекторов на изученных месторождениях в среднем 2. Капиллярметрические исследования показали, что соотношение количества пор наибольшего радиуса в направлении лучшей проницаемости достигает 1 к 6, по сравнению с ортогональным направлением [71].

При изучении проницаемости пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения было проанализировано 25 образцов. Анализ полученных результатов показал (рисунки 19, 22, 23, таблицы 5, 6):

- на северном участке месторождения основное направление анизотропии северо-западное, угол составляет 133-141°, величина анизотропии (соотношений осей эллипса) – 1.89-1.98.
- В центральном участке месторождения основное направление анизотропии северо-восточно, угол составляет 44-48°, величина анизотропии (соотношений осей эллипса) – 1.85-1.93.
- на южном участке месторождения основное направление анизотропии северо-западное, угол составляет 112-119°, величина анизотропии (соотношений осей эллипса) – 1.96-2.01.

Результаты специализированного изучения кернa.

Анализ геолого-геофизических материалов, полученных по результатам специализированного изучения кернa Двуреченского месторождения показал, что анизотропия магнитных и акустических свойств пород, а также размерность зерен характеризует анизотропию проницаемости коллектора.

В качестве дополнительного примера на рисунках 24, 25 показаны зависимости проницаемости от магнитных свойств пород – от фактора Кёнигсбергера, который определяется, как отношение остаточной намагниченности к индуцированной.

Эти данные однозначно свидетельствует о наличии прямо-пропорциональной связи магнитной анизотропии с фильтрационной. Аналогичная ситуация имеет место и для акустических характеристик среды.

Таким образом, результаты специализированных исследований кернa показали, что изучение магнитных и акустических свойств коллектора позволяет осуществлять прогноз анизотропии проницаемости. При наличии данных, характеризующихся разными направлениями анизотропии, они могут быть сгруппированы по площади и послужить основой для построения модели залежи, с выделением гидродинамически несвязанных блоков.

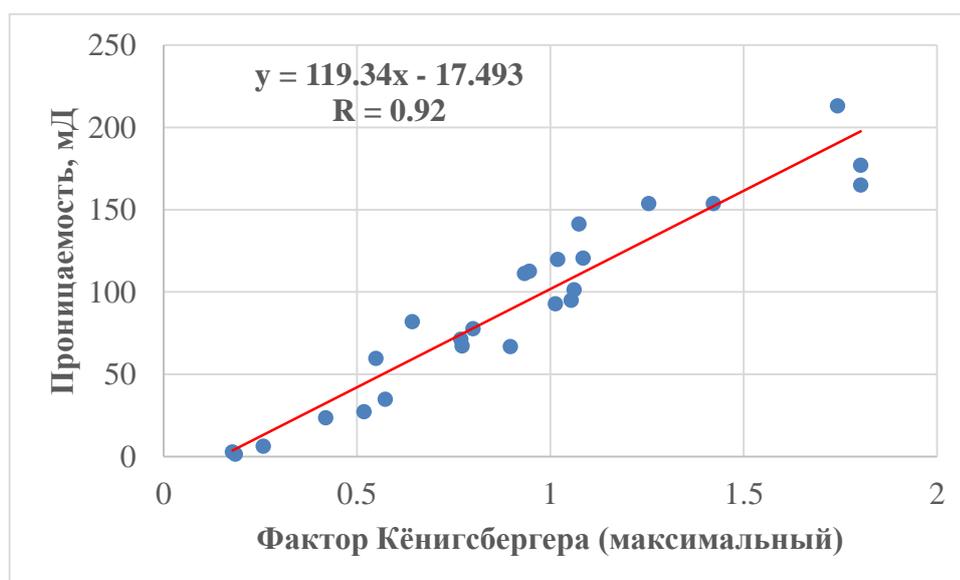


Рисунок 24. Коррелятивная характеристика пластовых и магнитных свойств (k – проницаемость; F_{\max} – максимальный фактор Кёнигсбергера)

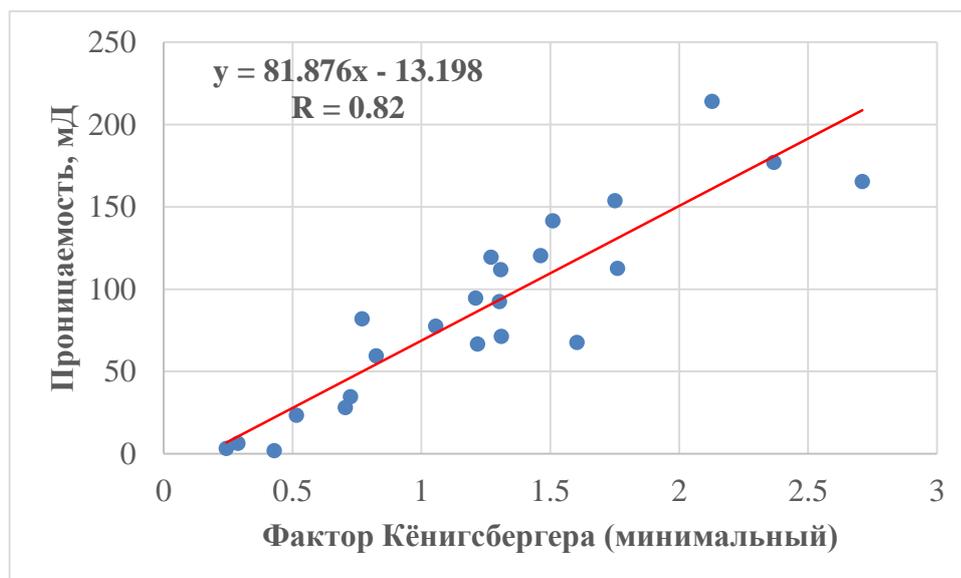


Рисунок 25. Коррелятивная характеристика пластовых и магнитных свойств (k – проницаемость; F_{\min} – минимальный фактор Кёнигсбергера)

Выполненные на Двуреченском месторождении исследования показали, что по результатам изучения литологических, акустических и магнитных свойств коллектора выделяются одинаковые направления латеральной анизотропии и при этом азимуты простираения главных осей эллипсов анизотропии в разных частях месторождения существенно отличаются (рисунок 26).

Наиболее важный вывод, который следует из проведенного анализа сводится к тому, что направления улучшенной проницаемости в образцах керна четко согласуются с ориентацией главных осей эллипсов магнитной и упругой (по времени пробега продольных волн) анизотропии. Одновременно в этих же направлениях формируется и определенная ориентация удлиненных зерен кварца (таблицы 5, 6).

Таблица 5. Направление главных осей эллипсов анизотропии

Участок	Азимутальное направление анизотропии			
	Магнитные	Акустические	Морфологический анализ кварца	Проницаемость
Северный	133°	141°	133°	130°
Центральный	44°	38°	44°	47°
Южный	112°	119°	112°	117°

Таблица 6. Соотношение осей эллипсов анизотропии

Участок	Соотношение K_{max}/K_{min}			
	Магнитные	Акустические	Морфологический анализ кварца	Проницаемость
Северный	1.89	1.98	1.87	1.86
Центральный	1.93	1.85	1.88	1.99
Южный	1.96	2.01	2.03	2.05

Учитывая незначительные затраты времени на получение данных об изменении магнитных и упругих параметров и их взаимосвязь с фильтрационными свойствами пород, эти исследования целесообразно проводить перед началом изучения проницаемости для определения оптимальных направлений выпиливания экспериментальных цилиндров. Учет пространственных ориентировок направлений улучшенной проницаемости снизит и неопределенность корреляционных уравнений пористость-проницаемость, обычно используемых в практике интерпретации данных геофизических исследований скважин.

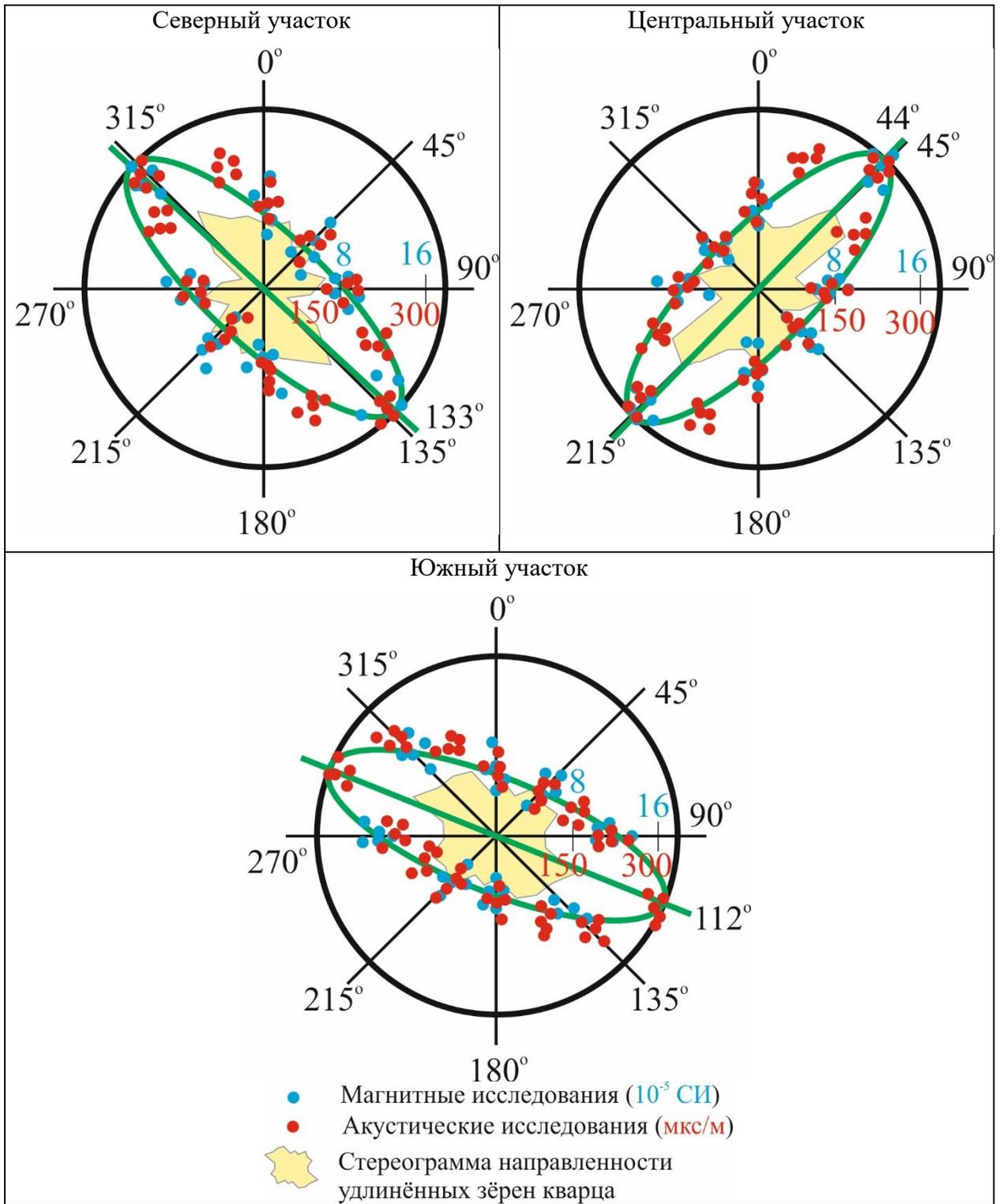


Рисунок 26. Полярные диаграммы распределения магнитной восприимчивости (горизонтальная ось, $\cdot 10^{-5}$ СИ), времени распространения ультразвуковых колебаний (горизонтальная ось, мкс/м) и ориентации удлинённых зёрен кварца по участкам месторождения. Азимуты главных осей анизотропии указаны по магнитным свойствам

Выводы:

1. В результате проведенных исследований выявлено увеличение магнитных и упругих параметров изученных образцов по определенным направлениям, совпадающим с предпочтительной ориентировкой слагающих породу зерен, поровых пространств и направлениями максимальной проницаемости в песчаниках пласта Ю₁³.

2. Анализ пространственного изменения магнитной восприимчивости и времени пробега ультразвуковых колебаний в образцах горных пород даёт информацию о направлении анизотропии проницаемости. С помощью установленной корреляционной зависимости проницаемости и фактора Кёнигсбергера может быть проведена предварительная количественной оценки магнитуды анизотропии горизонтальной проницаемости.

3. Анизотропная структура порового пространства терригенного коллектора и существование направлений, наиболее благоприятных для процесса перетока флюидов, предопределены факторами процесса осадконакопления и могут быть надежно изучены комплексом пространственно-ориентированных литологических и петрофизических методов.

Глава 4. Определения анизотропии проницаемости по ГИС

Определения петрофизических характеристик по ГИС

Выше было отмечено, что изучение магнитных и акустических свойств пород по образцам позволяет оценить направление анизотропии проницаемости. В тоже время керн, отобранный из продуктивного горизонта ограничен интервалами проходки и имеет вследствие неполного выноса дискретный характер по вертикали. В рамках настоящих исследований была осуществлена попытка разработать методические приемы интерпретации материалов ГИС с целью определения основных направлений латеральной анизотропии коллектора и соотношение минимальной и максимальной проницаемости.

На стадии разведки и тем более на разных стадиях разработки информация по материалам ГИС значительно превышает объемы керновых данных. При этом диаграммы ГИС, хотя и дискретны по площади, но непрерывны по разрезу, что позволяет получить более полную информацию о строении продуктивного резервуара.

На Двуреченском месторождении был реализован следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж, акустический каротаж (АК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (ННК, ГК), плотностной каротаж (ГГК-П).

Эти материалы позволяют провести надёжную интерпретацию с выделением всех прослоев геологического разреза, сложенных различными литологическими разностями, и определить их фильтрационно-ёмкостных свойства. Сводная информация о наличии и количестве исходных данных ГИС, использованных в работе, приведена в таблице 7.

Таблица 7. Сводная таблица исходных данных ГИС

Площадь	Скважины/ Каротаж	Каверномер	МГЗ, МПЗ	ПС	ГК	АК	ИК	БК	ННК	ГГК-П
Двуреченская	75	8	7	73	75	20	72	71	71	14
	%	11	9	97	100	27	96	96	95	19
Лесмуровская	12	2	2	12	12	2	12	12	12	1
	%	17	17	100	100	17	100	100	100	8
Западно- Моисеевская	102	9	9	101	102	10	100	99	97	6
	%	9	9	99	100	10	98	97	95	6

Примечание: МГЗ – микроградиент зонд, МПЗ – микропотенциал зонд, ПС – каротаж самопроизвольной поляризации, ГК – гамма каротаж, АК – акустический каротаж, ИК – индукционный каротаж, БК – боковой каротаж, ННК – нейтрон-нейтронный каротаж, ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной.

Литология. Построение литологических колонок верхней юры в целом и продуктивного пласта Ю₁³ в частности выполнялось по классической традиционной методике с использованием всех видов каротажа.

На этапе выделения коллекторов использовались следующие критерии:

- диаметр скважины меньше номинального;
- значения МГЗ < МПЗ;
- понижение значений кривых ПС и ГК;
- расхождение показаний электрических зондов различной глубинности.

С помощью материалов ГИС были получены численные параметры глинистости и пористости пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения.

Глинистость. На первом этапе по результатам интерпретации кривых ПС, которые присутствуют в 99% скважин, были выделены глинистые прослой о оценен их суммарный объем.

Определение глинистости проводилось по двойному разностному параметру на основании значений ПС по формуле $V_{sh} = \frac{ПС - ПС_{мин}}{ПС_{макс} - ПС_{мин}}$, где V_{sh} – глинистость (%), ПС – показания кривой ПС на каротажной диаграмме, ПС_{макс}, ПС_{мин} – максимальные и минимальные показания кривой ПС в изучаемом разрезе. В качестве ПС_{мин} было принято минимальное значение

на каротажной диаграмме в пласте Ю₁¹, в качестве ПС_{макс} - максимальное значение на каротажной диаграмме в интервале нижневасюганской подсвиты, сложенной классическими морскими аргиллитами.

Пористость. Учитывая незначительное количество данных акстического (18% скважин) и плотностного (6% скважин) каротажа в настоящей работе определение пористости производилось по нейтронному каротажу, который присутствует в 95% скважин, расположенных на исследуемой территории. Запись кривых нейтронного каротажа производится в условных единицах, которые на первом этапе с использованием программного пакета ПРАЙМ были пересчитаны в единицы нейтронной пористости.

На следующем этапе необходимо было вычислить пористость с учётом глинистости коллектора. Для этого из полученной нейтронной пористости вычитался объём, занятый глинистым веществом: $\varphi = \varphi_N - \varphi_{sh} \cdot \frac{ПС - ПС_{мин}}{ПС_{макс} - ПС_{мин}}$, где φ -итоговая расчётная пористость, φ_N -нейтронная пористость, полученная с помощью программного продукта ПРАЙМ, φ_{sh} -микропористость глин (значение φ_N , соответствующее глинам нижневасюганской подсвиты).

На завершающей стадии этого этапа исследований кривые пористости с использованием зависимостей КЕРН-КЕРН, приведенных в разделе 3, были трансформированы в кривые проницаемости и водонасыщенности.

Анализ полученных материалов показал высокую эффективность определения пористости, проницаемости и водонасыщенности по данным ГИС. Коэффициенты корреляции между расчетными и фактическими данными лабораторных исследований керна составляют 0.97-0.98; коэффициенты регрессии близки к единице.

В качестве примера на рисунках 27-29 приведены зависимости фактических и расчетных параметров по всему объёму керна скважин Двуреченского месторождения. Распределение фильтрационно-ёмкостных свойств пород по скважине №31Р представлено на планшете (рисунок 30).

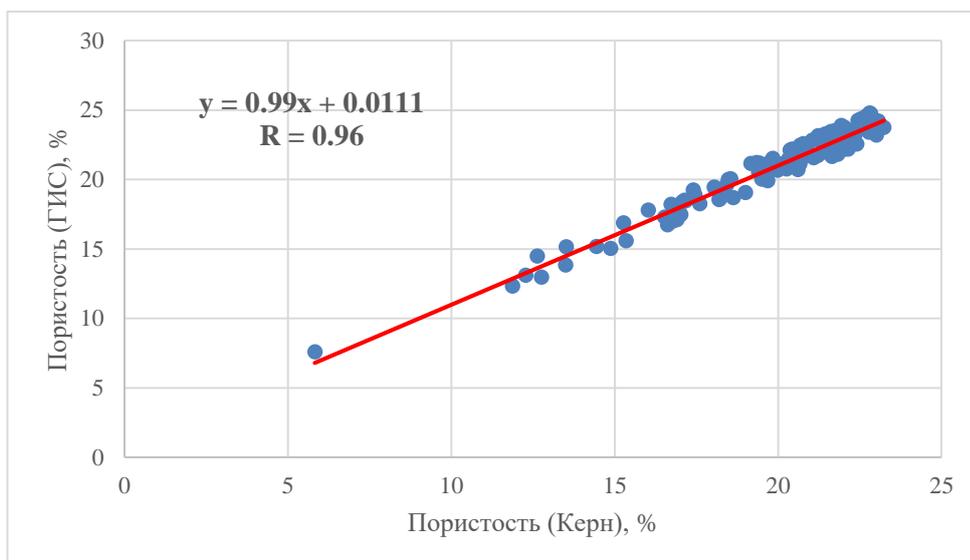


Рисунок 27. Зависимость пористости по ГИС и керну

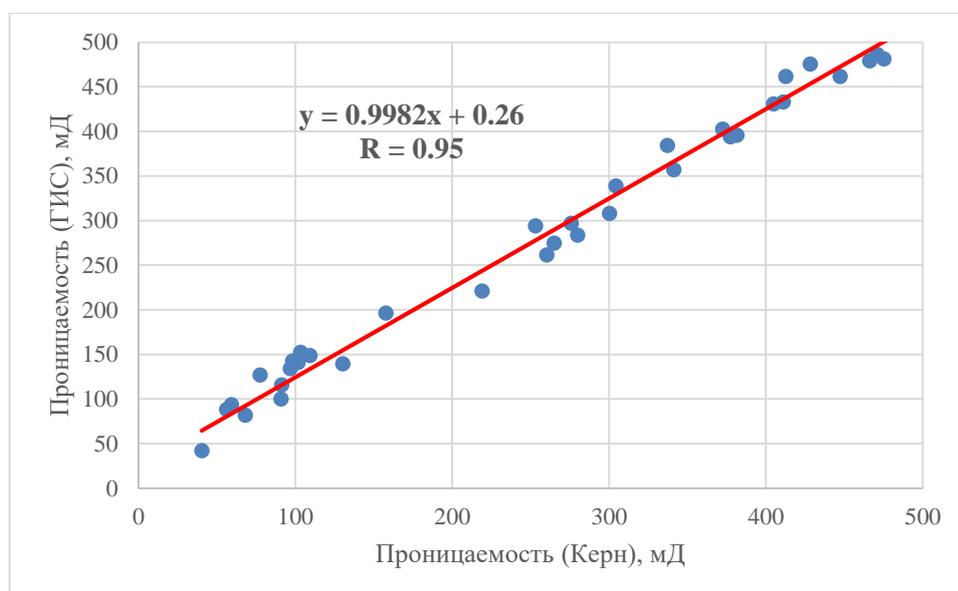


Рисунок 28. Зависимость проницаемости по ГИС и керну

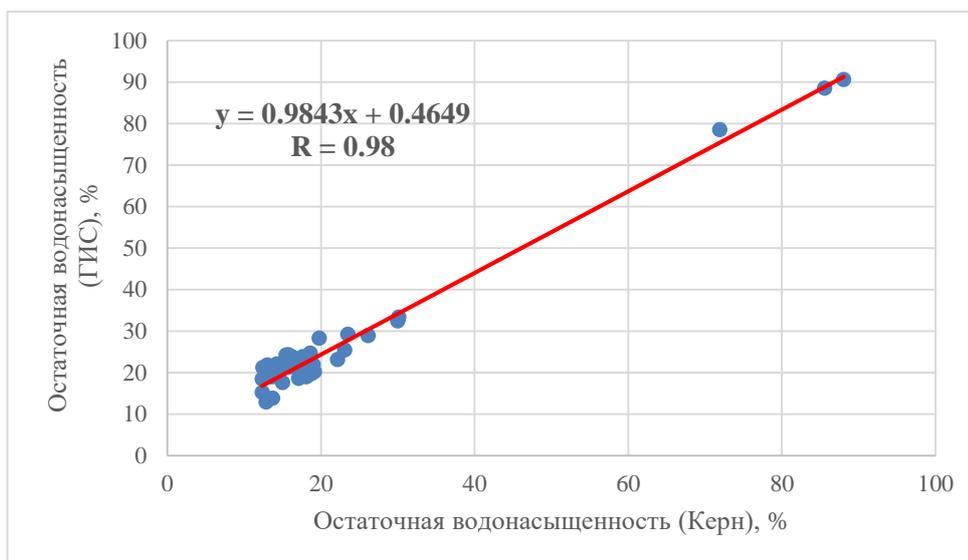


Рисунок 29. Зависимость остаточной водонасыщенности по ГИС и керну

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что рассчитанные по материалам ГИС значения проницаемости могут быть использованы при оценке пространственного распределения коэффициентов проницаемости на всей площади месторождения.

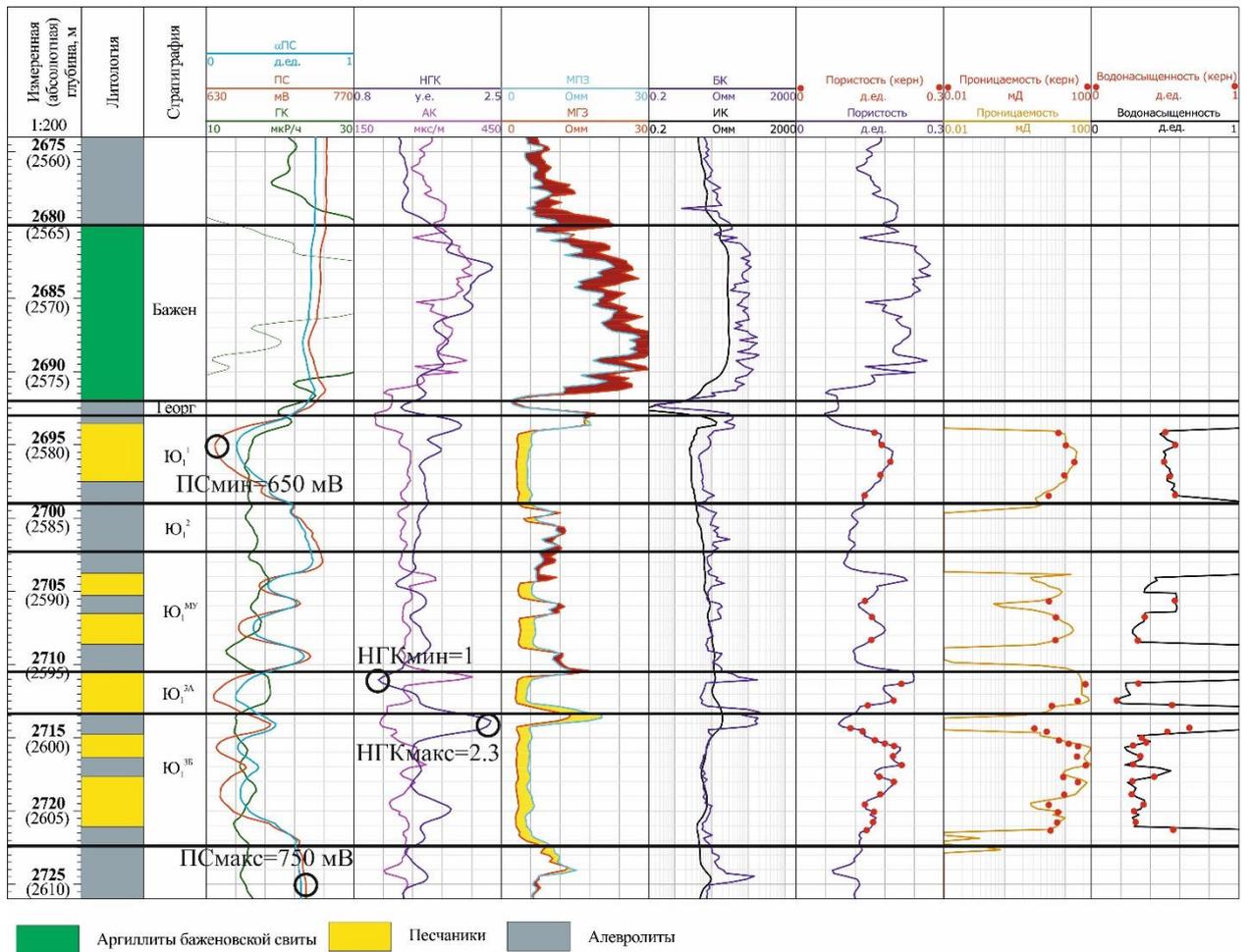


Рисунок 30. Планшет скважины 31Р

Методика определения параметров анизотропии по ГИС

В настоящей работе также предложен подход оценки латеральной неоднородности коллекторов по данным ГИС. В качестве основного критерия определения направления и величины анизотропии использован градиент (скорость изменения) проницаемости продуктивного пласта.

Практическая реализация этой методики включает следующие процедуры:

1. Вычисление средних значений коэффициентов проницаемости пласта $Ю_1^3$ во всех скважинах исследуемой территории.

По зависимостям КЕРН-ГИС, приведенным в разделе 3, по всем скважинам исследуемой территории восстанавливаются кривые проницаемости пласта $Ю_1^3$ и рассчитываются средние для пласта значения

коэффициентов проницаемости. Результатом этого этапа исследований является таблица 8.

Таблица 8. Таблица с исходными данными

№ Скважины	X	Y	Проницаемость, мД
...

2. Построение сеточной модели (карты) средних значений проницаемости. С использованием традиционных подходов выполняется интерполяция полученных в скважинах значений в межскважинное пространство и осуществляется построение карты средних значений коэффициентов пористости.

3. Вычисление первой производной проницаемости по направлениям X (DX) и Y (DY) и расчёт угловых характеристик.

Для оценки анизотропии проницаемости в рамках предложенного подхода использовались градиенты, которые характеризуют скорость изменения анализируемых параметров и описываются в виде векторов определённой величины и направления. Анализ этих данных позволяет перейти к описанию продуктивного пласта с позиций пространственной неоднородности петрофизических свойств – анизотропии.

На этом этапе для каждой точки сеточной модели вычисляются первые производные проницаемости по направлениям X и Y и по формулам, приведенным на рисунке 31, и выполняется расчёт угловых характеристик. Необходимо отметить, что анизотропия физических свойств коллектора величина, равновеликая по противоположным направлениям, что позволяет для оценки величины и направления анизотропии проницаемости использовать эллиптическую аппроксимацию данных.

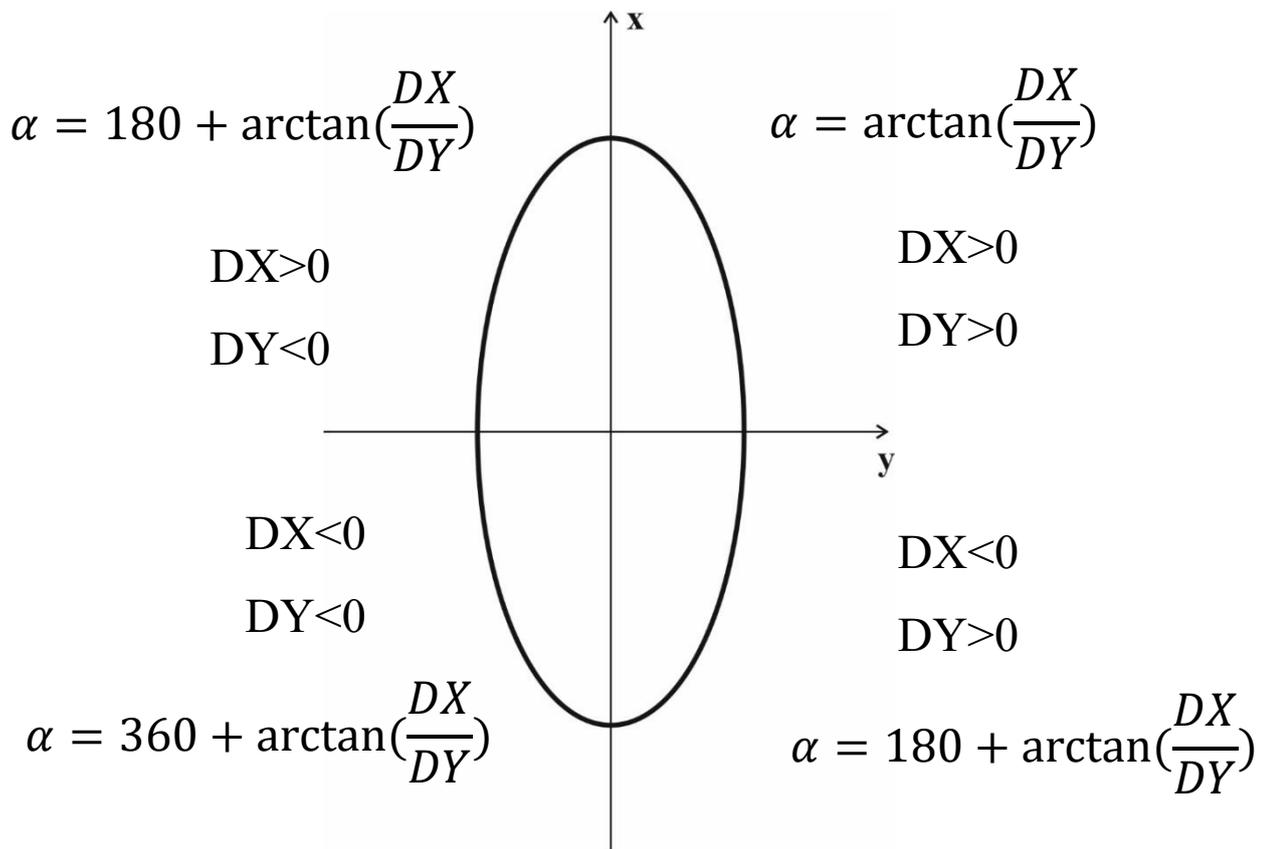


Рисунок 31. Алгоритмы расчёта угловых характеристик

4. Построение гистограммы распределения. Анализ полученных данных позволяет вычислить частоту попадания значений угловых характеристик в 10-ти градусные диапазоны (0-10, 10-20, и т.д. до 350-360 включительно) и осуществить построение гистограммы распределения, в которой по оси X отложены значения азимутов, по оси Y - количество отсчетов, попавших в каждый сегмент. На гистограммах сегмент, в который попадает наибольшее количество отсчетов характеризует направление максимальной анизотропии коллектора, сегмент с минимальным количеством значений – минимальное. Соотношение осей позволяет количественно оценить величину анизотропии проницаемости.

На рисунке 32 для песчаного пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения приведены карта средних значений проницаемости, на которую вынесены главные направления анизотропии проницаемости и гистограммы

распределения горизонтальной анизотропии коллекторов, рассчитанные для трех участков.

При реализации этого алгоритма вычисление параметров анизотропии также осуществлялось отдельно для трех участков Двуреченского месторождения.

Таким образом, проведенные исследования показали, что поведения градиентов проницаемости с использованием эллиптической аппроксимации отражает направления аппроксимирующих эллипсов по значениям градиентов и коэффициентов их сжатия, под которым понимается соотношение длин максимальной и минимальной осей эллипса.

В этом случае пространственная ориентация главной оси характеризует направление улучшенной проницаемости, а коэффициент сжатия может рассматриваться как магнитуа анизотропии проницаемости (K_{\max}/K_{\min}).

Результаты проведенного анализа показали, что на Двуреченском месторождении направления и показатели анизотропии варьируют по площади в соответствии со структурно-тектонической схемой и литолого-фациальной зональностью, обладая разными показателями для северной, центральной и южной частей месторождения (рисунки 33, 34, таблица 9).

Основной вывод: направления и величины анизотропии коллекторов, вычисленные по картам градиентов проницаемости и рассчитанные по результатам аналитических исследований кернa скважин, на каждом из участков Двуреченского месторождения принципиально совпадают. В северном и южном блоках преобладает северо-западное направление, в центральном – северо-восточное.

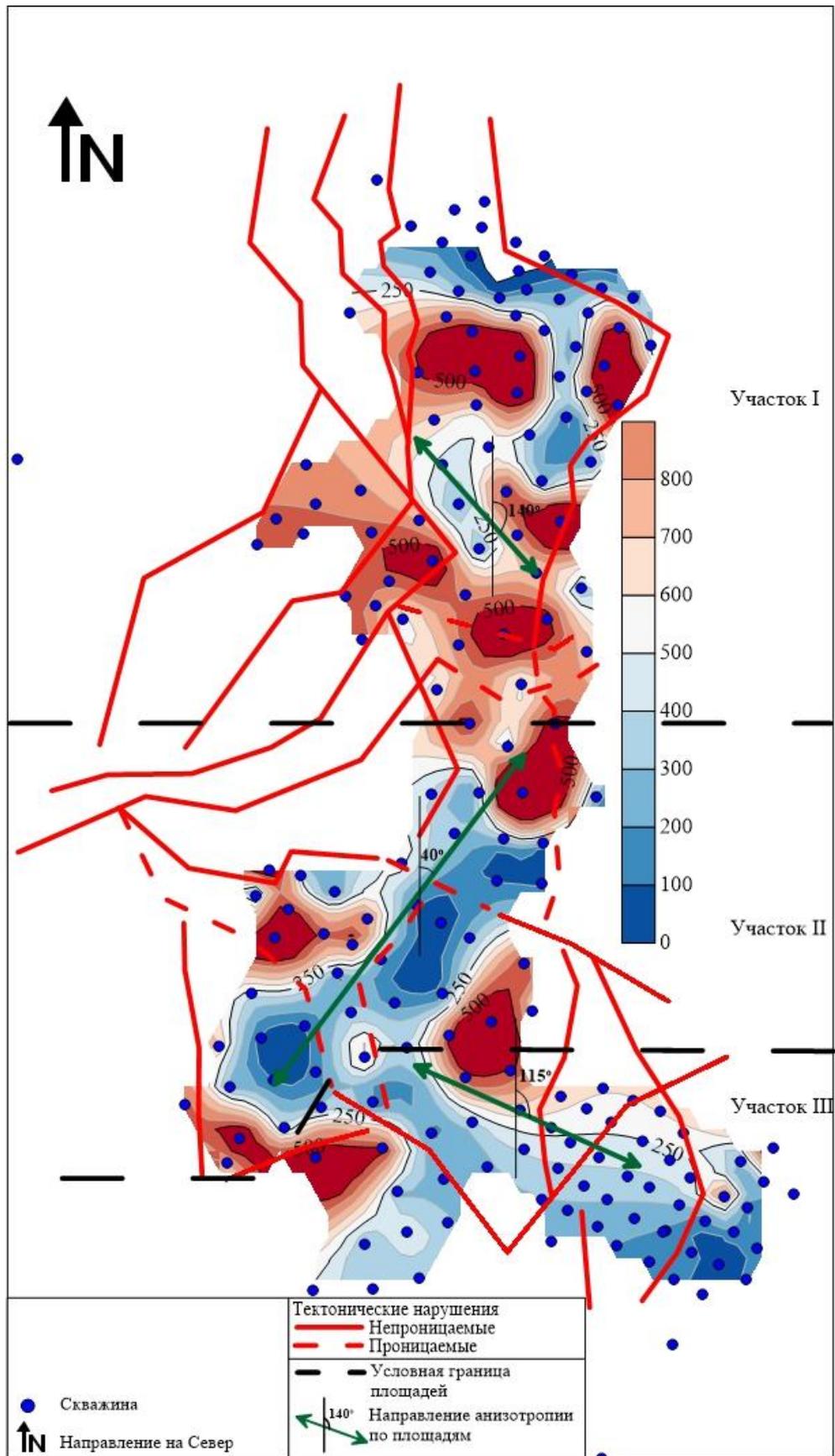


Рисунок 32. План изолиний проницаемости пласта Ю₁³ и векторная характеристика направления изолиний (проницаемость в мД)

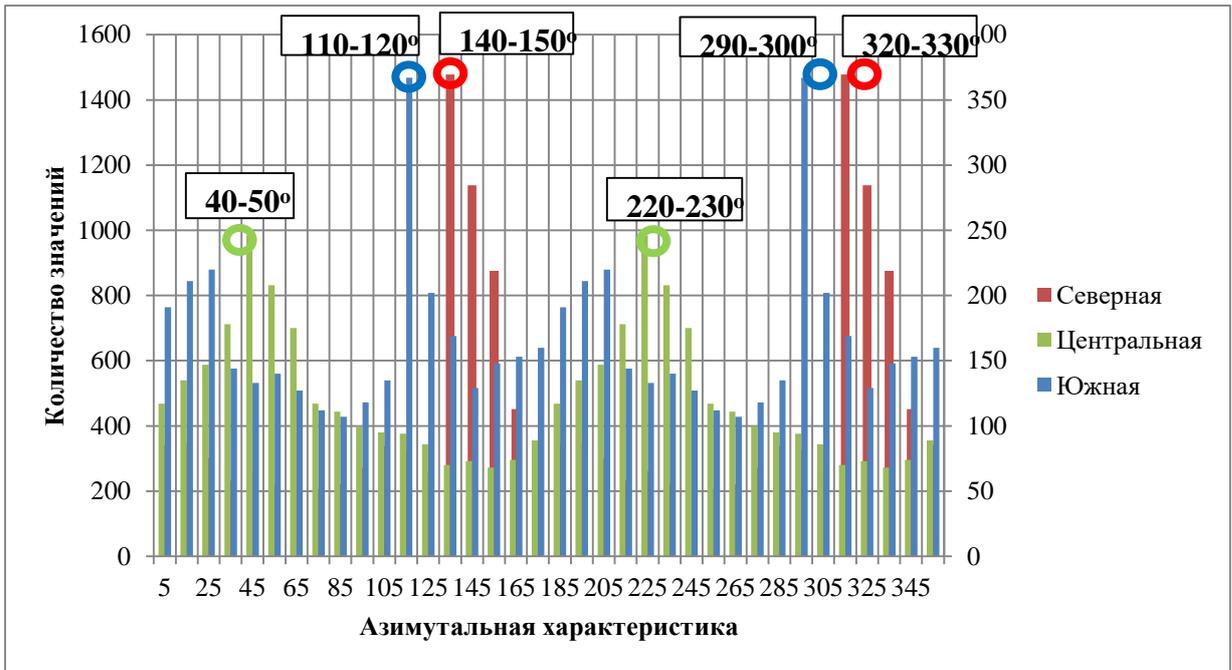


Рисунок 33. Гистограмма распределения горизонтальной проницаемости по данным ГИС

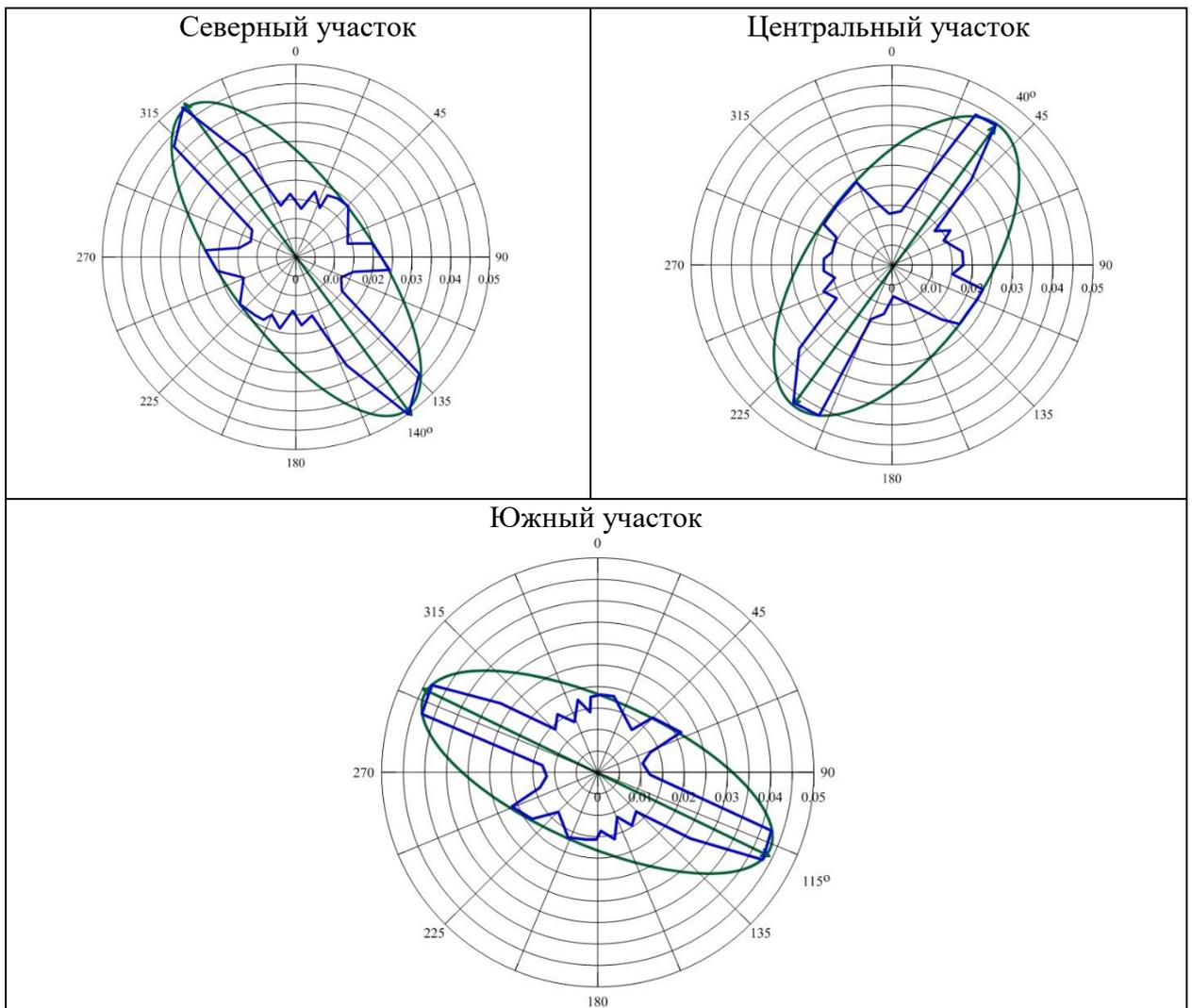


Рисунок 34. Розы-диаграммы распределения направлений градиентов проницаемости и результаты их эллиптической аппроксимации по данным ГИС

Таблица 9. Параметры анизотропии, определённые по керну и ГИС

Участок	Азимутальное направление анизотропии		Соотношение K_{max}/K_{min}	
	КЕРН	ГИС	КЕРН	ГИС
Северный	130°	140°	1.86	1.92
Центральный	47°	40°	1.99	1.89
Южный	117°	115°	2.05	1.98

В целом, полученные данные показали, что уже на стадии интерпретации материалов ГИС можно определять значения проницаемости в точках скважин и с использованием карты градиентов проницаемости и векторного анализа оценить количественные характеристики направления и величины анизотропии. Достоверность оценок будет зависеть от кондиционности принятой технологии интерпретации данных ГИС и детальности построенных карт проницаемости. Оценка латеральной анизотропии коллекторов с использованием объектноориентированной интерпретация материалов ГИС может быть реализована уже на стадии разведки месторождения и в дальнейшем в интерактивном режиме уточняться по мере появления новых эксплуатационных скважин.

В настоящей работе также были построены карты градиентов ряда геофизических параметров, рассчитанных по диаграммам ГИС. В анализ были включены данные индукционного и радиоактивного каротажа.

Индукционный каротаж характеризует проводимость пласта. Как показали результаты аналитических исследований, приведенные в разделе 3 нефтенасыщенные песчаники, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами, содержат меньше связанной воды и, как следствие характеризуются меньшей проводимостью. Таким образом, этот параметр качественно может характеризовать фильтрационно-емкостные свойства пород. Очевидно, что анализ этого параметра можно осуществлять только в чисто нефтяной зоне, в водо-нефтяной зоне по направлению от залежи к ВНК средняя для пласта проводимость будет постепенно падать.

Гамма-каротаж характеризует естественную радиоактивность породы и в физической основе зависит от минералогического состава и глинистости коллекторов. Глинистость коллектора, особенно в дисперсном состоянии, существенно влияет на коэффициенты эффективной пористости и проницаемости, поэтому, пространственное распределение показаний гамма-активности фактически отображает распределение зон коллекторов с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Анализ гистограмм распределения градиентов проводимости и естественной радиоактивности показал, что на всех участках Двуреченского месторождения основные направления анизотропии этих параметров также совпадают с направлениями, определенными для проницаемости (рисунки 35, 36) и, как следствие, могут служить качественными индикаторами анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора.

Полученные на этом этапе исследований результаты позволяют сформулировать первое защищаемое положение:

Магнитные и упругие параметры образцов керна, ориентировка слагающих породу зерен кварца, а также объектноориентированная интерпретация материалов ГИС с использованием градиентного и векторного анализа позволяют определять количественные характеристики направления и величины анизотропии проницаемости терригенных пород. Априорная анизотропная модель коллектора может быть построена по разработанной эффективной методике уже на стадии разведки месторождения и в дальнейшем уточняться в интерактивном режиме по мере появления новых эксплуатационных скважин.

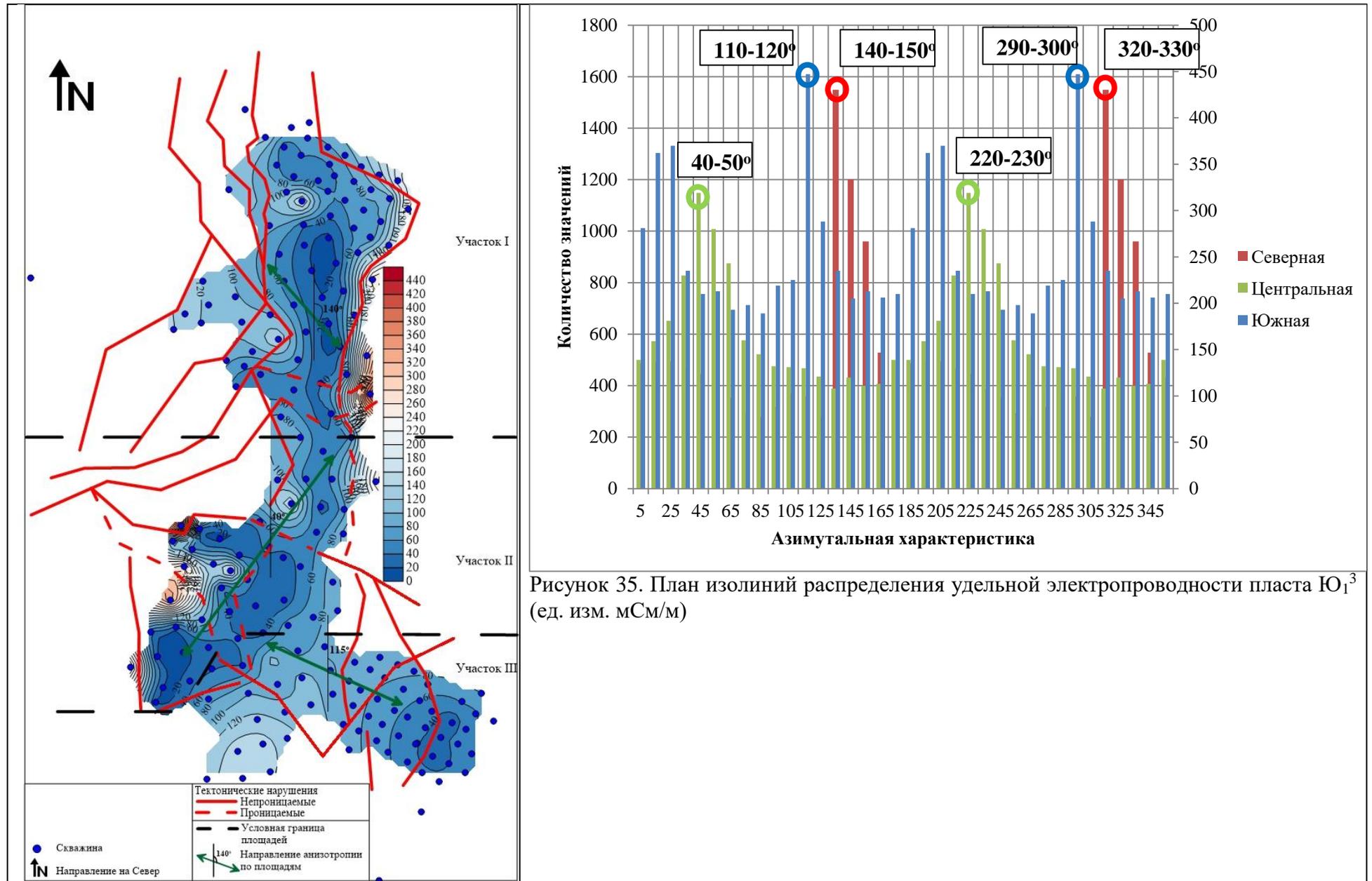


Рисунок 35. План изолиний распределения удельной электропроводности пласта Ю₁³ (ед. изм. мСм/м)

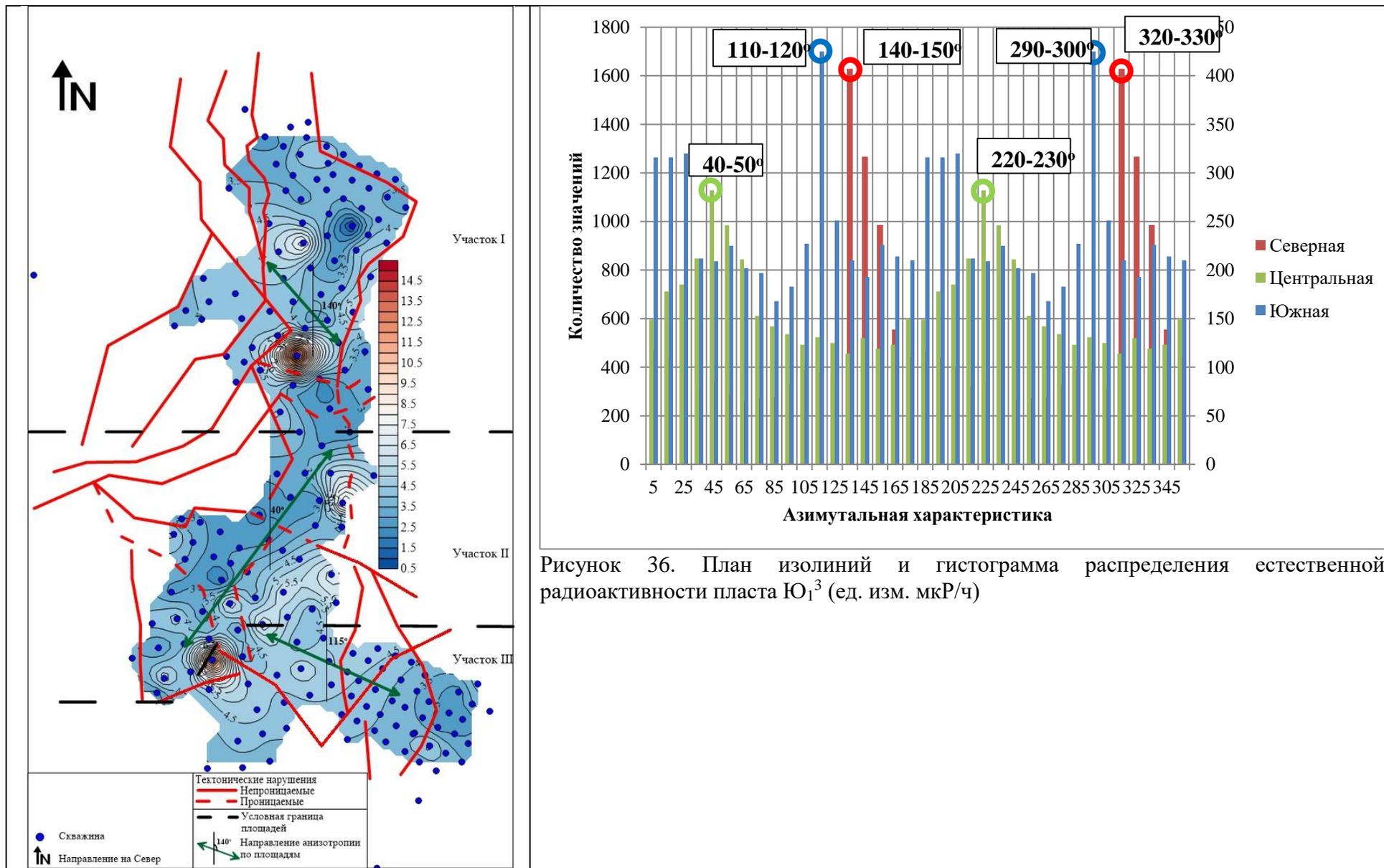


Рисунок 36. План изолиний и гистограмма распределения естественной радиоактивности пласта Ю₁³ (ед. изм. мкР/ч)

Глава 5. Методика и результаты индикаторных исследований

Методика исследований ГДИС, фактический материал.

Расчёты и выводы, полученные по данным исследования керн скважин и геофизических исследований скважин (ГИС) необходимо подтвердить самым достоверным способом – результатами гидродинамических исследований, выполненных на Двуреченском месторождении - трассерными исследованиями. Эти данные, направленные на анализ сообщаемости нагнетательных и добывающих скважин, позволяют получить независимую информацию об особенностях распределения потоков флюидов на территории месторождения и характеризуют анизотропию фильтрационных свойств коллектора. Широкий охват этими исследованиями площади месторождения (рисунок 40) гарантирует достоверность полученных результатов.

Основные задачи этого этапа исследований:

1. Изучение величины и направления анизотропии проницаемости по гидродинамическим данным.
2. Сопоставление результатов ГДИС с оценками, полученными по результатам анализа керн и ГИС; оценка эффективности предложенной методики определения латеральной анизотропии коллектора.

Фактический материал. На Двуреченском месторождении в период с 2005 по 2009 годы организацией ОАО «Томскнефть» ВНК были проведены серии индикаторных исследований с применением трассерной технологии в районах водонагнетательных скважин (рисунок 40). Эти работы проводились на всех трёх выделенных на месторождении участкам (таблица 10); при проведении исследований было использовано гидропрослушивание и отбор индикаторной жидкости, закачанной через нагнетательную скважину. При оценивались следующие параметры: время транспортировки жидкости от

нагнетательной до добывающей скважины, скорость фильтрации, и фазовая проницаемость.

Таблица 10. Область проведения индикаторных исследований

Скважина	Площадь	Пласт	Год исследования
8	Южная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2006
16	Южная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2006
29Р	Северная	Ю ₁ ^{му} , Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2006
30Р	Южная	Ю ₁ ^{3А}	2005
32Р	Южная	Ю ₁ ^{3А}	2005
46	Южная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2009
75	Северная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2005
78	Северная	Ю ₁ ³	2006
102	Северная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2005
105	Северная	Ю ₁ ^{му} , Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2006
199	Северная	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ^{му} , Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2009
218	Центральная	Ю ₁ ^{3А}	2005
225	Южная	Ю ₁ ^{3А}	2006
226	Северная	Ю ₁ ³	2009
300	Южная	Ю ₁ ^{3А}	2005
449	Северная	Ю ₁ ^{му} , Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2009
464	Северная	Ю ₁ ^{3А} , Ю ₁ ^{3Б}	2009
526	Южная	Ю ₁ ^{3А}	2008
604	Южная	Ю ₁ ^{3Б}	2008
703	Южная	Ю ₁ ^{му}	2008

Результаты анализа гидродинамических исследований

На этом этапе исследований объектом изучения также выступал пласт Ю₁³ Двуреченского месторождения.

Для оценки пространственной неоднородности фильтрационных свойств пластов целесообразно использование следующих параметров, получаемых в результате индикаторных исследований - средняя скорость движения меченой жидкости в пласте или фазовую проницаемость по воде.

Основными параметрами, которые изучаются при гидродинамических исследованиях являются время пробега меченой жидкости от нагнетательной скважины к наблюдательной, объем, максимальная и средняя скорость

движения флюида. С помощью этих данных с привлечением информации о расположении скважин можно рассчитать фазовую проницаемость пласта и среднюю скорость движения меченой жидкости, которые и характеризуют пространственную неоднородности фильтрационных свойств пластов.

Средняя скорость движения и фазовая проницаемость между собой линейно связаны, в рамках настоящей работе для оценки анизотропии коллектора использованы величины фазовых проницаемостей.

В процессе анализа расчетные величины скорости массопереноса индикаторного вещества добывающих скважин в соотношении с местоположением нагнетательных скважина были сведены в единую полярную систему координат и вынесены на полярные диаграммы отдельно для каждого изучаемого участка Двуреченского месторождения (рисунок 37).

При выполнении этой процедуры все нагнетательные скважины были помещены в нулевую точку начала координат, а добывающие скважины, участвующие в эксперименте, распределены на плоскости координатной системы в соответствии с их реальным расположением. Длина полярного радиуса в этом случае соответствует величине проницаемости.

Данные, полученные как по отдельным скважинам, так и по каждому из участков месторождения отражают распределение проницаемости, которые в первом приближении могут быть аппроксимированы эллипсом. Расположение главных осей эллипсов, как и в рассмотренных ранее случаях, позволяют оценить направление преобладающей проницаемости. Полученные результаты распределения анизотропии, определенной по данным ГДИС, показаны на рисунке 38; в таблице 11 приведены азимутальные характеристики направлений преобладающей проницаемости по трем участкам Двуреченского месторождения.

Таблица 11. Направление изменения проницаемости

Участок	Направление анизотропии	Соотношение k_{\max}/k_{\min}
Северный	140°	1.95
Центральный	40°	1.91
Южный	115°	2.02

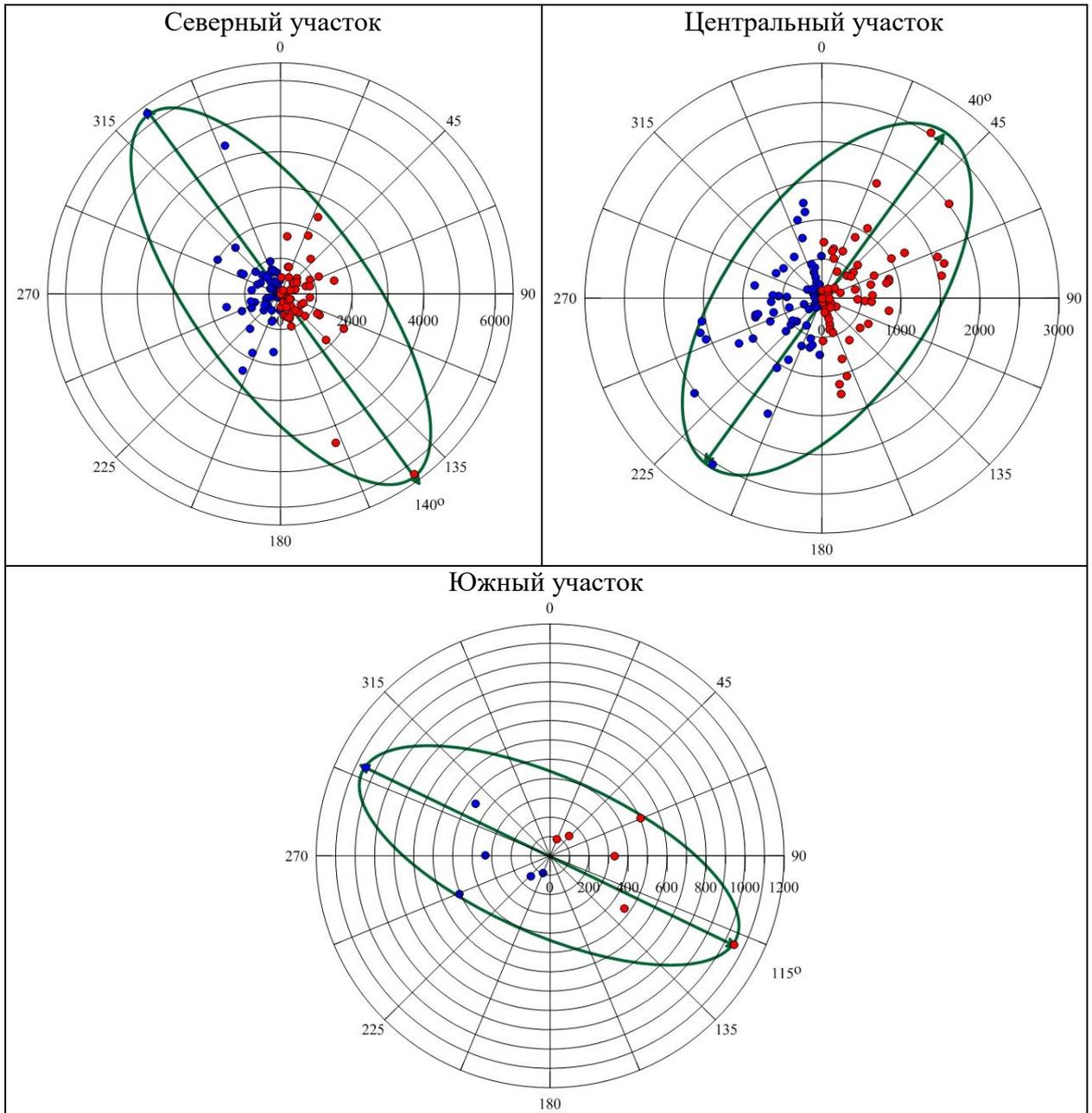


Рисунок 37 Полярные диаграммы распределения скорости массопереноса (горизонтальная ось, м%/сут) по участкам месторождения. Красные точки – фактические замеры, синие точки – проекция реальных замеров в противоположном направлении (через 180°)

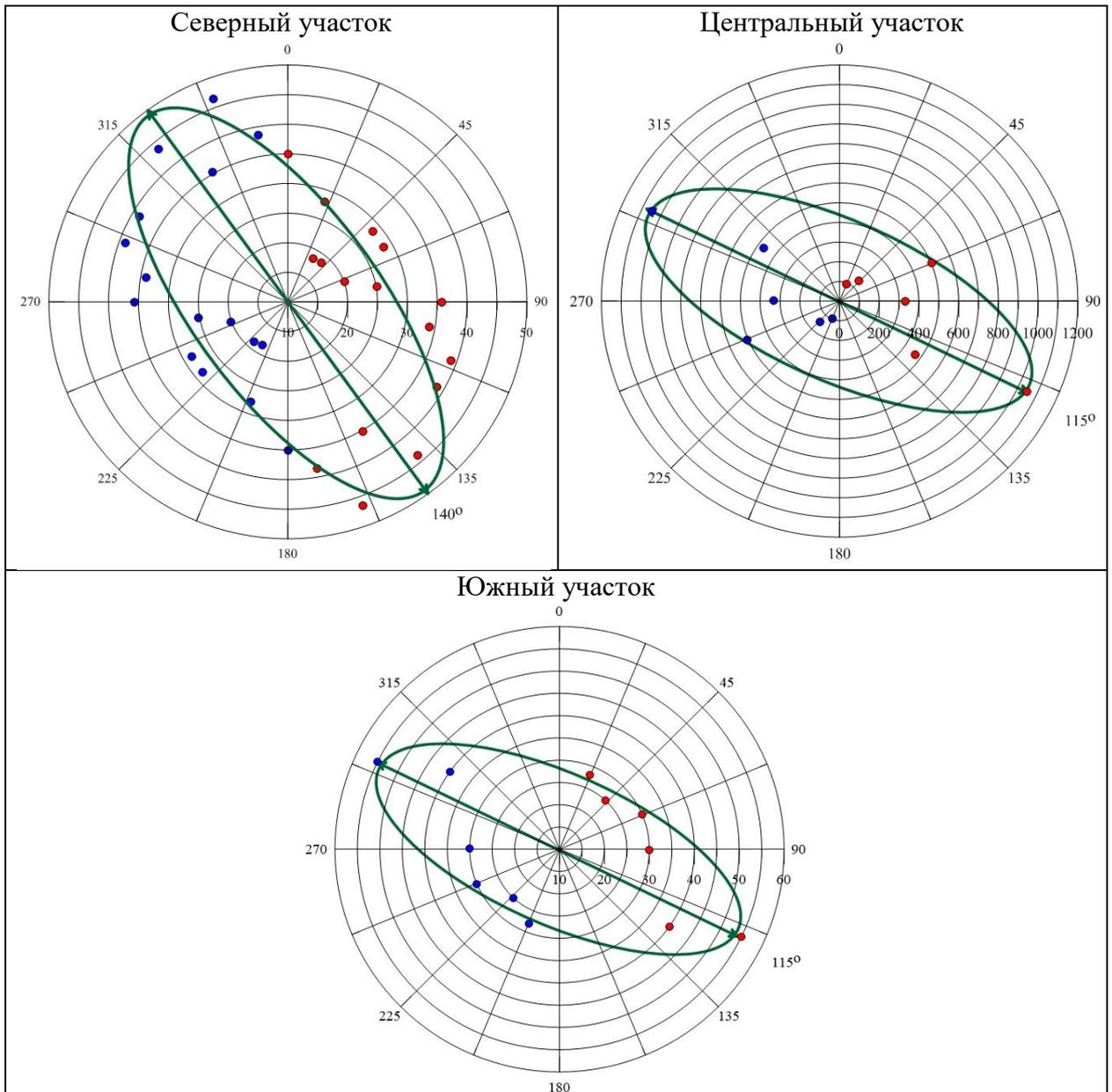


Рисунок 38. Полярные диаграммы распределения скорости фильтрации индикатора (горизонтальная ось, м/сут) по участкам месторождения. Красные точки – фактические замеры, синие точки – проекция реальных замеров в противоположном направлении (через 180°)

Эллиптические модели характеризуют направления максимального и минимального значения анизотропии. Пространственное представление изменения направления анизотропии по площади исследуемых участков Двуреченского месторождения приведено на рисунке 40).

При перемещении в северном направлении по направлению Южный-Центральный-Северный участки профиль преобладающей проницаемости изменяется по азимуту 115° - 40° - 140° . Лито-фациальная зональность строения

изученной площади и пространственное распределение зон улучшенных коллекторов, определенное по данным геологических исследований, хорошо согласуется с результатами индикаторных исследований.

Сравнительный анализ данных по анизотропным свойствам пород Двуреченского месторождения, полученных в результате исследований керна, специализированной обработки и интерпретации материалов ГИС и ГДИС, показывает высокую степень сходимости данных, полученных разными методами (рисунок 39, таблица 12).

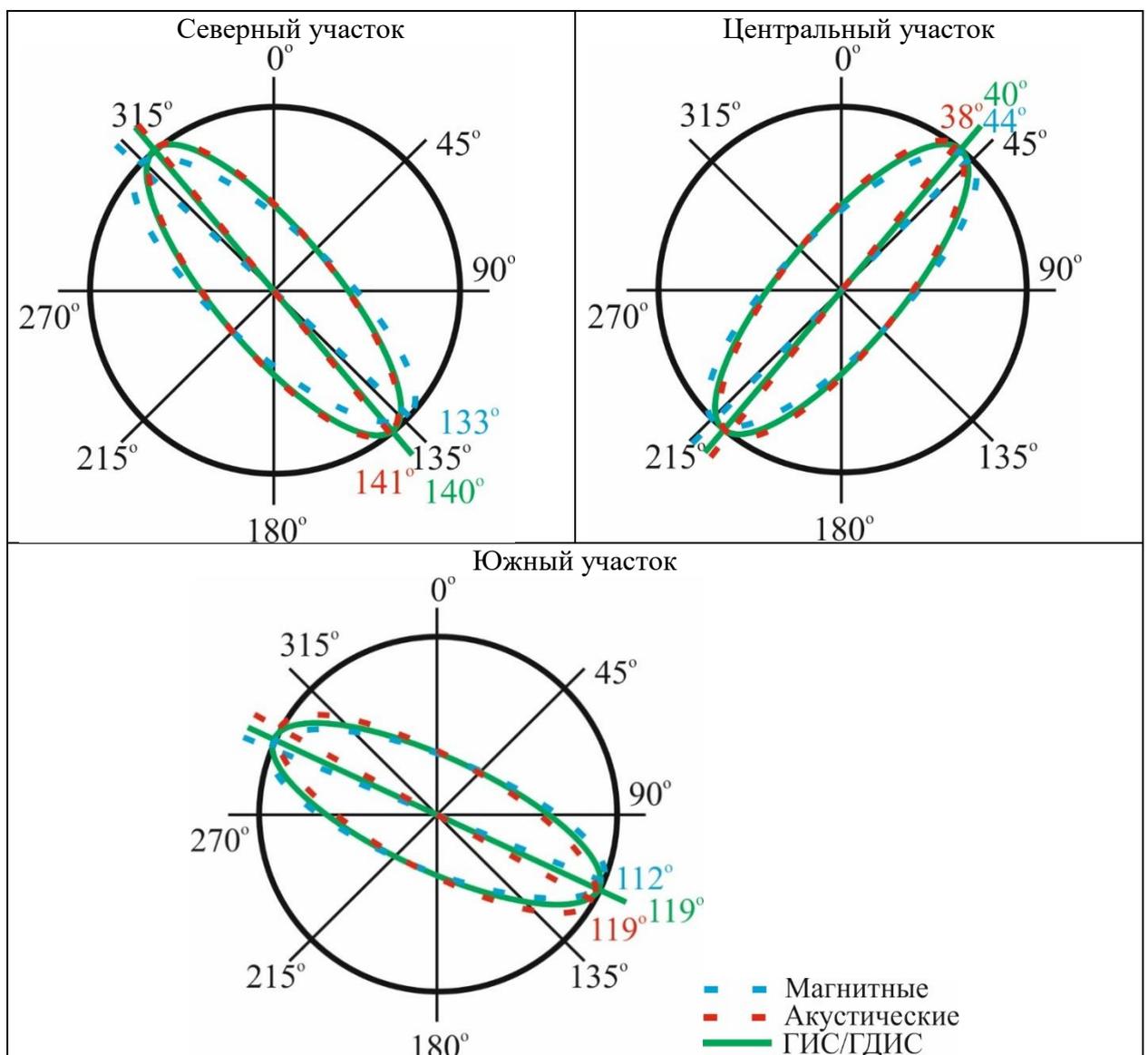


Рисунок 39. Совмещённые полярные диаграммы анизотропии петрофизических свойств коллекторов месторождения по керну, ГИС, ГДИС.

Таблица 12. Направление изменения проницаемости по всем методам

Участок	Азимутальное направление анизотропии			Соотношение K_{max}/K_{min}			
	Магнитные	Акустические	ГИС/ГДИС	Магнитные	Акустические	ГИС	ГДИС
Северный	133°	141°	140°	1.89	1.98	1.92	1.95
Центральный	44°	38°	40°	1.93	1.85	1.89	1.91
Южный	112°	119°	115°	1.96	2.01	1.98	2.02

Следует отметить, что в этих же направлениях преимущественно ориентированы и выделяемые на месторождении малоамплитудные разрывные нарушения. Учитывая, что образование разломов сопровождается, как правило, формированием системы сколовых трещин, простирающихся в этом же направлении, улучшение фильтрационных свойств продуктивного пласта может быть частично обусловлено и тектоническими причинами.

Вывод: Результаты индикаторных исследований однозначно подтверждают наличие анизотропии проницаемости песчаного пласта Ю₁³ Дуреченского месторождения и подтверждает эффективность предложенной методики. Информация о величине и направлении анизотропии фильтрационных параметров коллекторов терригенного типа может быть независимо получена из нескольких источников (по данным аналитических исследований различных петрофизических параметров образцов керна, по материалам ГИС и по результатам гидродинамических исследований).

Результаты специализированных исследований образцов керна и данных ГИС позволяют сформулировать второе защищаемое положение:

На Дуреченском месторождении основной продуктивный пласт Ю₁³ характеризуются отчетливо выраженной пространственной анизотропией фильтрационных свойств, обусловленной прибрежно-морской обстановкой осадконакопления. Азимуты простираения главных осей эллипсов анизотропии проницаемости в разных частях месторождения существенно отличаются: для северного и южного блоков основное направление анизотропии северо-западное, для центрального – северо-восточное. Малоамплитудные тектонические нарушения, контролирующие гидродинамически-несвязанные блоки ограничивают перетоки флюидов и разделяют месторождение на секторы с различным направлением потока флюидов.

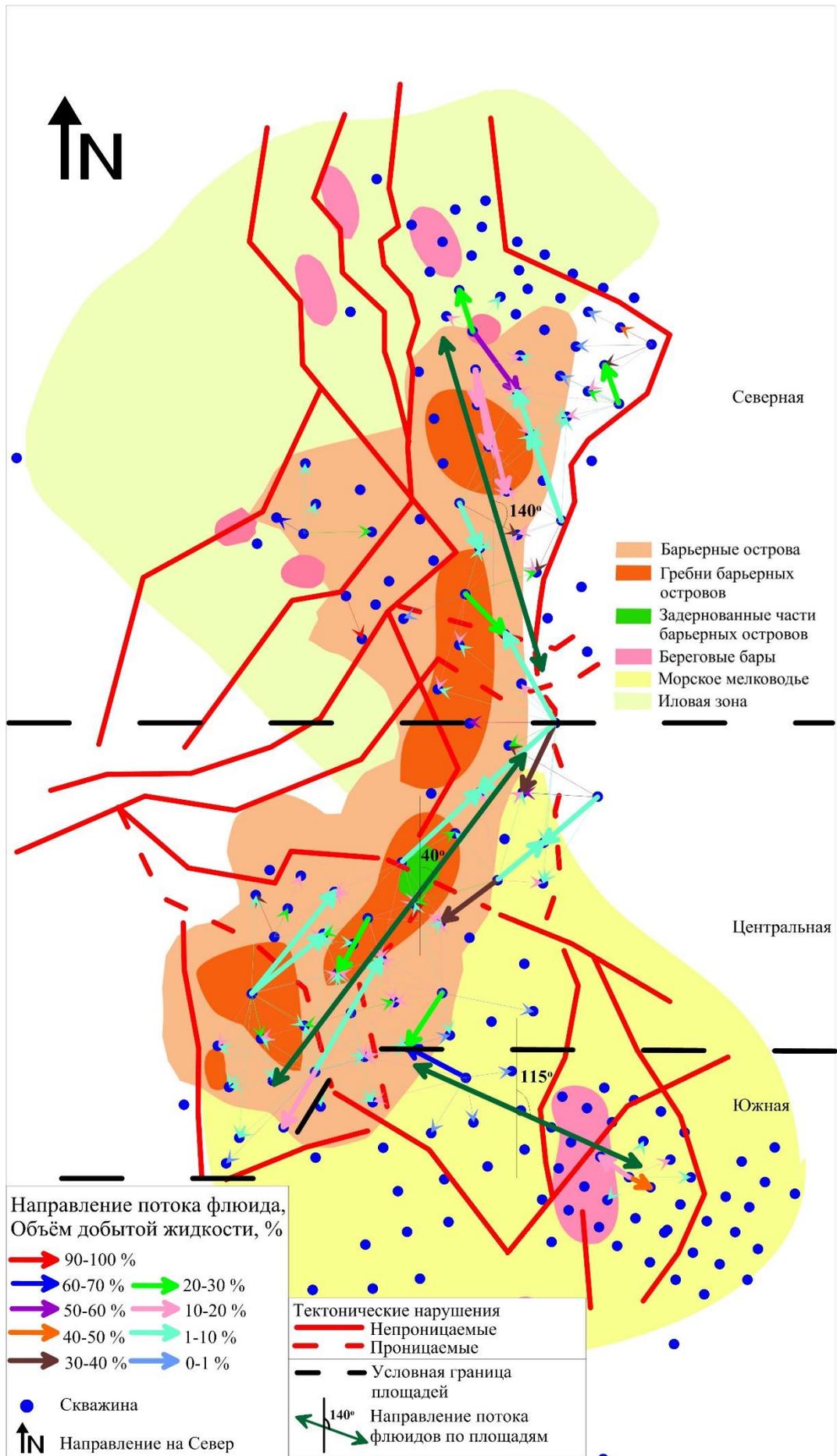


Рисунок 40. Площадное распределение направлений преобладающей проницаемости

Глава 6. Учёт анизотропии проницаемости при геологическом и гидродинамическом моделировании

Полученные в процессе проведенных исследований материалы были использованы при построении 3D геологических и гидродинамических моделей.

Геологическая модель включает в себя геолого-геофизическая информация, описывающую структурные особенности месторождения, мощности проницаемых слоев и прослоев, распределение петрофизических свойств коллектора (пористость, проницаемость, водонасыщенность) и местоположение водо-нефтяных контактов.

Гидродинамическая модель включает в себя все данные геологической модели и содержит дополнительную информацию о термобарическом состоянии залежи, фактических данных о геолого-технологических мероприятиях (гидроразрыв пласта, применяемые методы увеличения нефтеотдачи, ввод/вывод скважин, изменение режима работы скважин), фактических данных по добыче и закачке.

В настоящей работе было выполнено построение и сравнение изотропной и с анизотропной моделей залежи пласта Ю₁³.

Для оценки кондиционности построенных моделей необходимо было провести сопоставление параметров, рассчитанных по изотропной и анизотропной моделям с фактическими данными разработки (накопленные показатели закачки воды, добычи нефти, воды, жидкости) и оценить степени влияния фактора анизотропии на эффективность выработки запасов.

В рамках проведенных исследований было проанализировано (рисунок 41):

- четыре полигона;
- три участка месторождения (северный, центральный и южный);
- всё месторождение в целом.

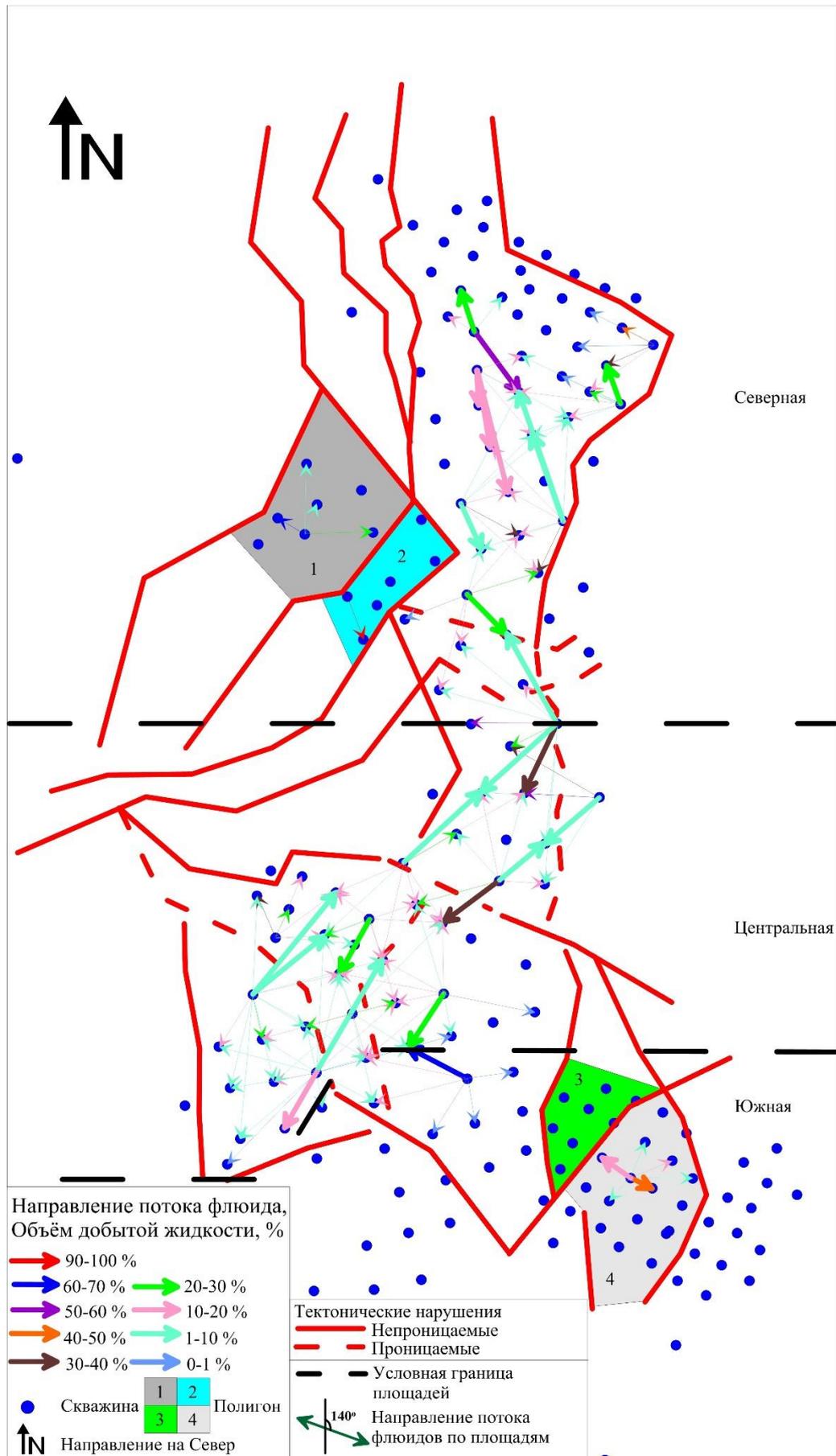


Рисунок 41. Расположение полигонов и площадей

Всего было создано 16 моделей (8 по полигонам, 6 по участкам и 2 по месторождению в целом), что позволило сделать однозначное заключение о выработке запасов и оценки кондиционности расчётов, выполненных по изотропной и анизотропной моделям с учетом площади объекта.

На графиках, приведенных на рисунках 42-46 и отражающих полную историю разработки, показано сопоставление фактических и расчетных данных для четырех полигонов и месторождения в целом.

Анализ полученных материалов позволяет отметить качественное соответствие всех сравниваемых графиков, для которых оценивающим статистическим фактором служат процентные отклонения расчетных и фактических (исторических) данных. Ошибки расчетных и фактических данных при сопоставлении изотропной и анизотропной моделей приведены в таблице 13.

Графики сопоставления исторических и моделируемых данных и приведенные в табл. 9 ошибки свидетельствуют о том, что погрешности анизотропной модели в 2.5 меньше, чем изотропной и составляют 3.78% против 9.41%.

Таблица 13. Ошибки при сопоставлении расчётных и фактических данных добычи

Адаптируемая область		Ошибка, %	
		Изотропная модель	Анизотропная модель
Полигон 1	По полигону	9.78	4.19
Полигон 2		9.47	3.91
Полигон 3		9.15	3.63
Полигон 4		9.84	3.35
Северная	По площади	9.76	4.34
Центральная		8.73	3.26
Южная		9.13	3.78
Месторождение в целом		9.41	3.78

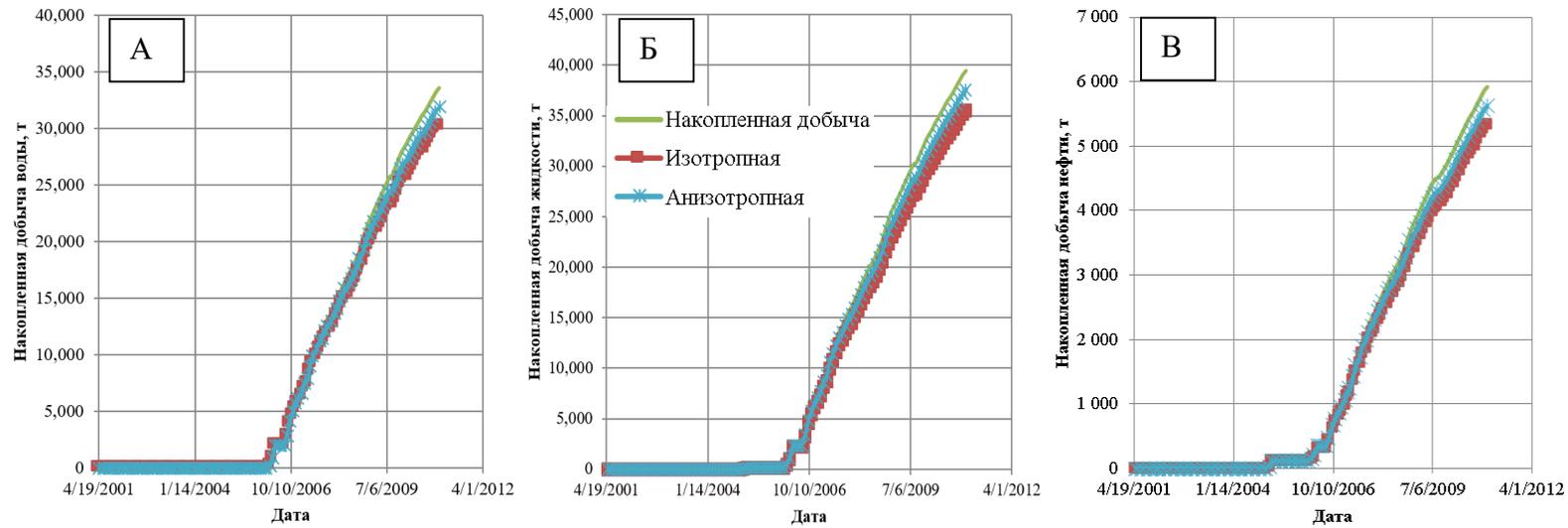


Рисунок 42. Накопленная добыча воды (А), жидкости (Б) и нефти (В) по полигону 1

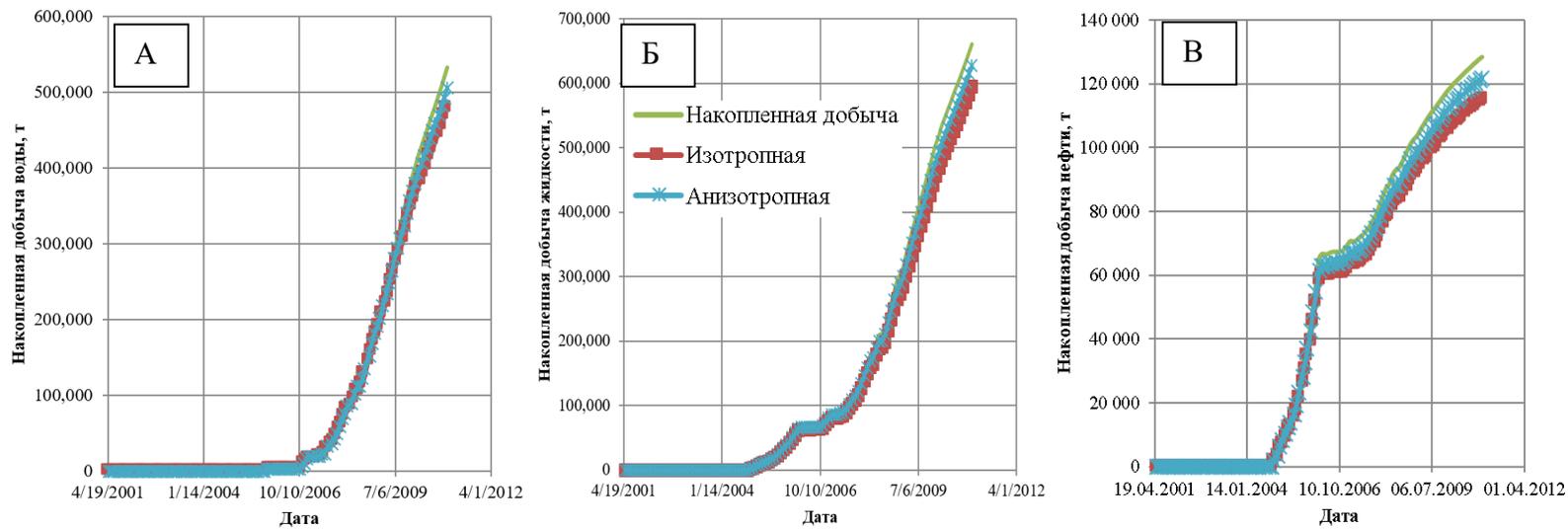


Рисунок 43. Накопленная добыча воды (А), жидкости (Б) и нефти (В) по полигону 2

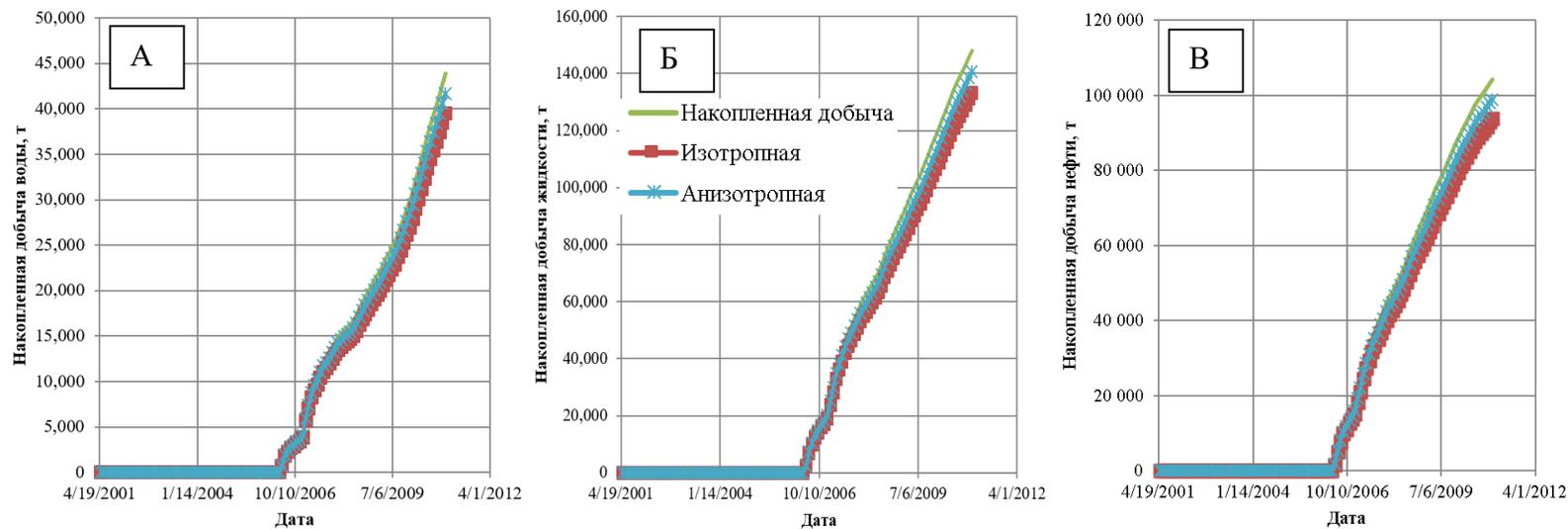


Рисунок 44. Накопленная добыча воды (А), жидкости (Б) и нефти (В) по полигону 3

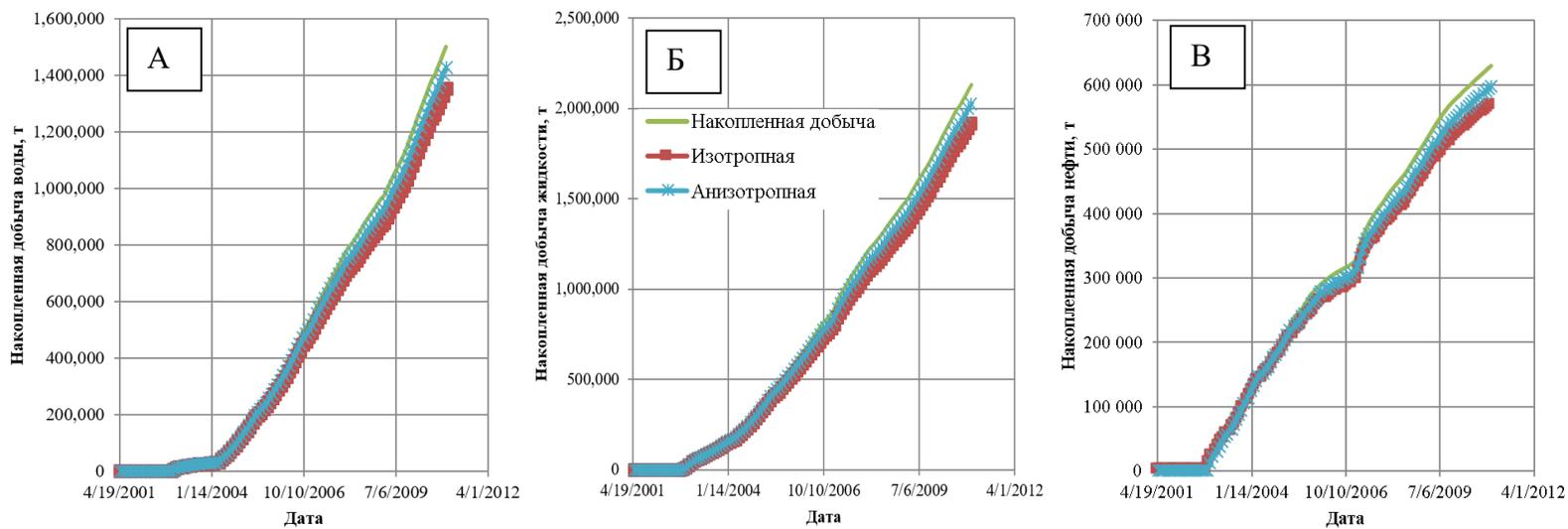


Рисунок 45. Накопленная добыча воды (А), жидкости (Б) и нефти (В) по полигону 4

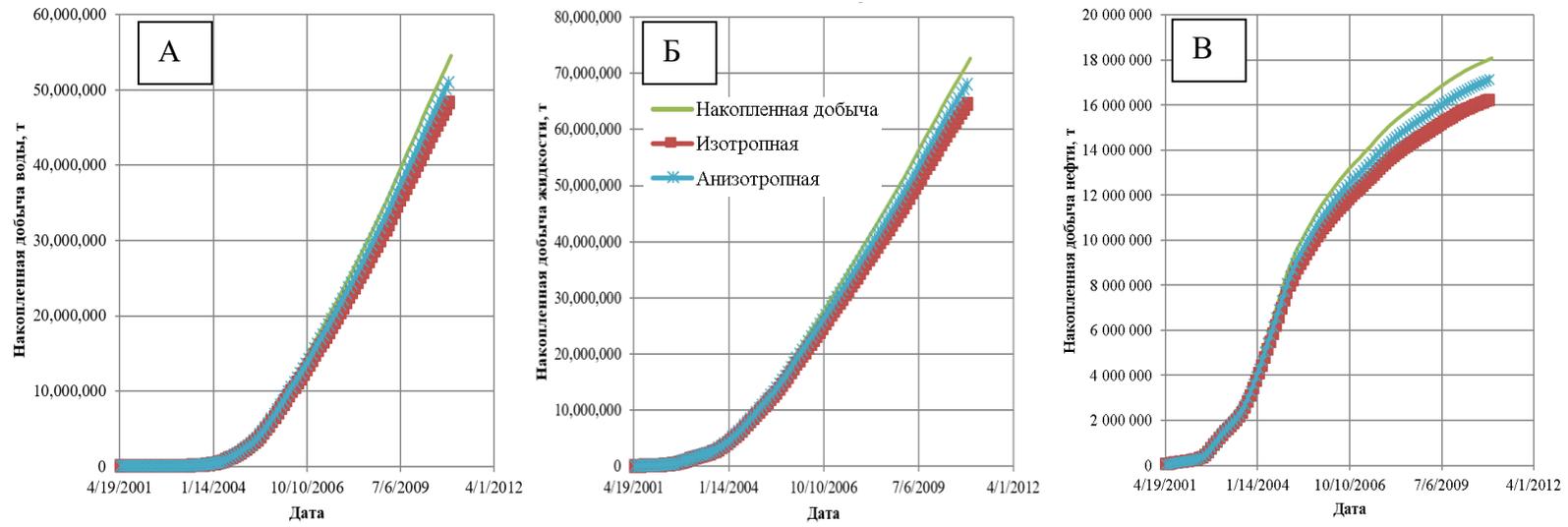


Рисунок 46. Накопленная добыча воды (А), жидкости (Б) и нефти (В) по месторождению

Результаты проведённых исследований позволяют сформулировать третье защищаемое положение:

Анизотропная флюидодинамическая модель Двуреченского месторождения, более точно, чем изотропная отражает закономерности перетоков флюидов по пласту Ю₁³. Параметры добычи эксплуатационных скважин при использовании анизотропной модели ближе к реальным показателям, отличаясь от них не более, чем на 3-5%, в отличие от изотропной модели, где ошибка составляет порядка 10%. Планирование мероприятий по увеличению нефтеотдачи следует осуществлять с учетом фильтрационной неоднородности пласта.

Заключение

Настоящая диссертационная работа посвящена разработке методики определения параметров (величина, направление) латеральной анизотропии терригенных коллекторов по комплексу данных аналитических исследований керна и материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

В качестве объекта исследований для разработки методики в работе выступало Двуреченское месторождение, расположенное на юго-востоке Западной Сибири, в юго-западной части Томской области. Двуреченское месторождение обеспечено кондиционной геолого-геофизической информацией и на нем выполнены гидродинамические исследования, однозначно свидетельствующие о наличии латеральной анизотропии основного продуктивного песчаного пласта Ю₁³.

В процессе проведения исследований автором проанализировано

- 1029 каротажных диаграмм по 189 скважинам;
- литолого-петрографическое описание керна по 16 скважинам;
- 773 определения фильтрационно-ёмкостных свойств образцов (открытая пористость, остаточная водонасыщенность, проницаемость, исследования капиллярных свойств) по 16 скважинам;
- 104 определения анизотропных магнитных и упругих параметров пространственно ориентированных палеомагнитным методом образцов пород по 4 скважинам;
- данные гидродинамических трассерных исследований по 19 скважинам.

Проведённый комплекс научно-исследовательских работ по изучению и анализу анизотропных характеристик продуктивного пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения позволил сделать следующие основные выводы:

1. Гидродинамические (трассерные) исследования продуктивных горизонтов Двуреченского месторождения подтверждают существование неоднородных анизотропных пластов на макрогеологическом и фациальном

уровнях, а также позволяют определить направление анизотропии проницаемости. Для получения достоверных данных необходимо применить эллиптическую аппроксимацию статистического распределения анизотропии проницаемости.

2. Вариации направлений потока флюидов в пласте-коллекторе контролируются распределением обстановок осадконакопления, которое находит отражение в ориентации зерен кварца. Это приводит к формированию отдельных зон с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Пространственное распространение этих зон варьирует в зависимости от зонального расположения фациальных обстановок. На Двуреченском месторождении с юга на север профиль преобладающей проницаемости изменяется по азимутам 115° - 40° - 140° .

3. Анализ результатов петрофизических исследований ориентированных образцов керна показал, что магнитные и упругие параметры породы, а также ориентировка слагающих породу зерен кварца, тесно связаны с фильтрационно-ёмкостными свойствами терригенных коллекторов и позволяют определять количественные характеристики направления и величины анизотропии проницаемости терригенных пород.

4. Результаты объектноориентированной интерпретации материалов ГИС с использованием градиентного и векторного анализа дают довольно точную оценку азимутального направления и величины анизотропии фильтрационных свойств и могут быть использована при геологическом и гидродинамическом моделировании.

5. Анизотропная флюидодинамическая модель более точно, чем изотропная отражает закономерности перетоков флюидов по пласту-коллектору. Расчетные параметры добычи эксплуатационных скважин при использовании анизотропной модели ближе к реальным показателям, отличаясь от них не более, чем на 3-5%, в отличие от изотропной модели, где ошибка составляет порядка 10%.

6. При геологическом и гидродинамическом моделировании необходимо принимать во внимание пространственное распределение анизотропии горизонтальной проницаемости, что обеспечит более точную сходимость

расчетных и фактических данных разработки и более позволит более корректно прогнозировать объёмы выработки запасов во времени.

7. Априорные анизотропные модели продуктивных пластов необходимо получать уже на этапе разведки месторождения и в дальнейшем уточнять их в интерактивном режиме по мере появления новых эксплуатационных скважин.

Важнейшие результаты исследований:

- По комплексу данных аналитических исследований ориентированных образцов керна и материалов геофизических исследований скважин (ГИС) с использованием эллиптической аппроксимации и векторного анализа разработана методика количественной оценки латеральной анизотропии проницаемости терригенных коллекторов, которая может быть использована на большинстве месторождений Западной Сибири.

Построены геологическая и гидродинамическая анизотропные модели пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения, отвечающие современной стадии изученности объекта, которые могут быть использованы недропользователем на текущей стадии разработки для уточнения технологической схемы разработки с целью повышения нефтеотдачи.

Список литературы

Опубликованная

1. Ahmadi P. Malehmir A. Elastic Anisotropy of Deformation Zones - From Lab Measurements to Real Seismic Data, an Example from Eastern Sweden . - London : 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2013.
2. Al-Hadrami H.K. Teufel L.W. Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs . - Denver : SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, 2000.
3. Aminian K. Ameri S., Sardji M.S. Locke C.D. A Study Of Reservoir Parameters Affecting Gas Well Spacing in West Virginia . - West Virginia : Eastern Regional Meeting, 1985.
4. Bandiziol D. Massonnat G. Horizontal Permeability Anisotropy Characterization by Pressure Transient Testing and Geological Data . - Washington. DC. : 67 Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, 1992.
5. Beckner B.L. Song X. Field Development Planning Using Simulated Annealing-Optimal Economic Well Scheduling and Placement . - Dallas : Annual Technical Conference, 1995.
6. Botton-Dumay R. Cogrel Y. M., Massonnat G.J., Eberle N. Realistic methodology for permeability modeling used for conserving heterogeneity during assisted history matching-applied to a turbiditic reservoir field case . - San Antonio : SPE annual technical conference and exhibition, 1997.
7. Butler R.F. Paleomagnetism: Magnetic Domains to Geologic Terrains. . - Arizona : University of Arizona, 1998. - стр. 238.
8. Chen H.G. Lescarbourea J.A. Interference Analysis of an Anisotropic Reservoir Using Five-Spot Data . - San Francisco : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1983.

9. Chen H.Y. Hidayati D.T., Teufel L.W. A Quick Method to Diagnose Flow Anisotropy Using Interference Data . - Denver : SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, 2000.
10. Chen H.Y. Hidayati D.T., Teufel L.W. Estimation of Permeability Anisotropy and Stress Anisotropy From Interference Testing . - New Orleans : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998.
11. Chen H.Y. Teufel L.W. Timing and Distance of Well Interference in Anisotropic Reservoirs . - San Antonio : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.
12. Danllo Bandizlol Gerard Massonnat, Elf Aquitaine Horizontal permeability anisotropy characterization by pressure transient testing and geological data . - Washington DC : 67th annual technical conference and exhibition of the SPE, 1992.
13. Donald H. Gray Irving Fatt, Gabriella Bergamini The effect of stress on permeability of sandstone cores . - California : California Research Corp., La Habra, Calif, 1963.
14. Du J. Wong R.C.K. Stress-induced permeability anisotropy in fractured reservoir . - Alberta : International thermal operations and heavy oil symposium and international horizontal well technology conference, 2002.
15. Earlougher R.C. Discussion of Interference Analysis for Anisotropic Formations . - AIME : Case History. Petrol. Tech., 1975.
16. Ekrem Kasap Larry W. Lake Calculating the effective permeability tensor of a gridblock . - Houston : SPE symposium on reservoir simulation, 1989.
17. Evans M.E. Heller F. Environmental Magnetism. Principles and Applications of Enviromagnetics. . - USA : , 2003. - стр. 155.
18. Georgi D. Bepalov A., Tabarovsky L., Schoen J. On the relationship between resistivity and permeability anisotropy . - San Antonio : SPE annual technical conference and exhibition, 2002.
19. Gou B. Schechter D.S., Banik A. Use of single-well test data for estimating permeability anisotropy of the naturally fractured Spraberry Trend area reservoirs . - Texas : SPE Permian Basin oil and gas recovery conference, 1998.

20. Harftad H. Teufel L.W., Lorenz J.C. Potential for Infill Drilling in a Naturally Fractured Tight Gas Sandstone Reservoir . - Denver : Rocky Mountain/Low Permeability Reservoir Symposium., 1995.
21. Hearn C.L. Ebanks Jr. W.J., Tye R.S., Ranganathan V. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field . - San Francisco : SPE annual technical conference, 1983.
22. Hidayati D.T. Chen H.Y., Teufel L.W. The Reliability of Permeability-Anisotropy Estimation From Interference Testing of Naturally Fractured Reservoirs . - Mexico : SPE International Petroleum Conference and Exhibition, 2000.
23. Jones C. Meredith P. An experimental study of elastic wave propagation anisotropy and permeability . - Trondheim : SPE/ISRM Eurock, 1998.
24. Leung W.F. A tensor model for anisotropic and heterogeneous reservoirs with variable directional permeabilities . - Oakland : 56th California regional meeting of the SPE, 1986.
25. Lewis J.J. M. Outcrop-derived quantitative models of permeability heterogeneity for genetically different sand bodies . - Houston : 63rd annual technical conference and exhibition of the SPE, 1988.
26. Meehan D.N.. Home R.N. Aziz K. Effects of Reservoir Heterogeneity and Fracture Azimuth on Optimization of Fracture Length and Well Scaring International Meeting. . - Tianjin : SPE International Meeting, 1998.
27. Opdyke N.D. Channell J.E.T. Magnetic Stratigraphy . - USA : , 1996. - стр. 361.
28. Papadopulos I.S. Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer . - Debrovnik : International Association of Scientific Hydrology, 1965. - стр. 21-31.
29. Park Y.C. Sung W.M. Development of FEM reservoir model equipped with effective permeability tensor and its application to naturally fractured reservoir . - Beijing : SPE International oil and gas conference and exhibition, 2000.

30. Prats M The influence of oriented arrays of thin impermeable shale lenses or of highly conductive natural fractures on apparent permeability anisotropy . - [б.м.] : SPE manuscript, 1972.
31. Ramey H.J. Interference Analysis for Anisotropic Formations . - AIME : A Case History. Petrol. Tech., 1975.
32. Robin C. Evans An investigation into the influence of common sedimentary structures and diagenesis on permeability heterogeneity and anisotropy in selected sands and sandstones . - [б.м.] : SPE journal, 1987.
33. Rose W. A note on role played by sediment bedding in causing permeability anisotropy . - Chicago : Institute of gas technology, 1987.
34. Rose W. Permeability anisotropy in low permeability formations . - Pittsburgh : SPE unconventional gas recovery symposium of the SPE, 1982.
35. Sahin A. Menouar H., Ali A.Z., Saner S. Patterns of variation of permeability anisotropy in a carbonate reservoir . - Bahrain : 13th SPE Middle East oil show and conference, 2003.
36. Schon J.H. Georgi D.T., Fanini O. Imparting directional dependence on log-derived permeability . - Buenos Aires : SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2001.
37. Thomsen L.A. Fluid Dependence of Anisotropy Parameters . - London : 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2013.
38. Tikhanovich V.S Optimization of Complex Field Development with Anisotropic Distribution of Formation Filtration Properties . - USA : SPE European Regional Student Contest, 2007.
39. Wade J.M. Hough E.V., Pedersen S.H. Practical Methods Employed in Determining Permeability Anisotropy for Optimization of a Planned Waterflood of the Eldfisk Field . - New Orlean : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998.
40. Алехина Л.П. Гурова Т.И., Сорокина Е.Т. Динамические режимы осадконакопления. . - Москва : Недра, 1971. - стр. 7-14.
41. Аширов К.Б. Сазонова И.В. О механизме запечатывания нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам . - 1962. - Т. 31 : стр. 680-683.

42. Батурин В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. . - Москва : Гостоптехиздат, 1947. - стр. 338.
43. Беликов Б.П. Александров К.С., Рыжова Т.Н. Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород. . - Москва : Наука, 1969. - стр. 276.
44. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов . - Томск : , 2011. - Т. 319 : стр. 123-130.
45. Белозёров В.Б. Кошовкин И.Н. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на процессы разработки залежей нефти и газа . - Санкт-Петербург : Геонауки – от новых идей к новым открытиям: Матер. III Междунар. Научно-практ. конф. EAGE, 2008. - стр. 132-136.
46. Белозёров В.Б. Кошовкин И.Н. Свойства коллектора – технологические и экономические аспекты внедрения новых технологий . - Томск : Известия Томского политехнического университета, 2007. - 3 : Т. 310 : стр. 14-18.
47. Бородаев Ю.С. Ерёмин Н.И., Мельников Ф.П. Лабораторные методы исследования минералов, руд и пород . - Москва : МГУ, 1979. - стр. 272.
48. Бурлин Ю.К. Конюхов А.И., Карнюшина В.Е. Литология нефтегазоносных толщ. . - Москва : Недра, 1991. - стр. 286.
49. Владимиров И.В. Хисамутдинов Н.И., Михеев Ю.В., Абдульмянов С.Х. Влияние анизотропии латеральной проницаемости на выработку запасов нефти . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010.
50. Воробьёв В.С. Фильтрационная неоднородность пород-коллекторов Парфёновского продуктивного горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010.
51. Главнова Е.Н. Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта . - Томск : Известия ТПУ, 2010. - Т. 317 : стр. 128-132.

52. Гладков Е.А. Плавник А.Г. Оценка влияния неоднородности свойств продуктивных пластов на разработку нефтяных залежей с использованием системы поддержания пластового давления . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013.

53. Грищенко А.С. Яровенко И.В., Байгазин Р.Р., Литвин В.В. Влияние анизотропии поля проницаемости коллектора на полноту выработки запасов нефти . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010.

54. Грязнова Т.Е. Ориентированные структуры песчаников продуктивной толщи Апшеронского полуострова . - Москва : Гостоптехиздат, 1953. - стр. 224-240.

55. Гурбатова И.П. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном изучении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов . - Москва : , 2011.

56. Гурова Т.И. Чернова Л.С., Потлова М.М. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы . - Москва : Недра, 1988. - стр. 254.

57. Делицин И.С. Структурообразование кварцевых пород. . - Москва : Наука, 1985. - стр. 192.

58. Добрынин В.М. Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-ое изд. перераб. и доп. под редакцией доктора физико-математических наук Д.А. Кожевникова . - Москва : ФГУП Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - стр. 368.

59. Жабреев И.П. Стуканогов Ю.А. Зависимость нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах . - [б.м.] : Геология нефти и газа., 1992. - Т. 8 : стр. 34-36.

60. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование . - Москва : ООО ИПЦ «Маска», 2009. - стр. 376.

61. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D-моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2011. . - Москва : ООО ИПЦ «Маска», 2012. - стр. 114.
62. Злобин А.А. Лебедев С.В., Юшков И.Р. Определение главных осей анизотропии пустотного пространства горных пород / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений., 2008. - стр. 66-70.
63. Зосимов Ф.Н. Типизация карбонатных прослоев . - Тюмень : Труды ин-та Зап. -Сиб. науч. - исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т., 1985. - Т. 201 : стр. 43-48.
64. Иванов Д.Н. Об ориентировке оптических осей кварцевых зерен в песчаниках красноцветной толщи полуострова Челекен . - Москва : Докл. АН СССР., 1959. - Т. 128 : стр. 604-606.
65. Исаев Г.Д. Краснощёкова Л.А., Меркулов В.П., Волостнов В.Д., Романов Ю.К. Методика исследования анизотропии юрских пластов на примере Ватьёганского месторождения . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010.
66. Исказиев К.О Кибиткин П.П. О механизме проявления фильтрационной и литолого-петрофизической анизотропии коллекторов нефтяных месторождений Западного Казахстана . - Томск : Материалы X Международного научного Симпозиума им. акад. М.А.Усова “Проблемы геологии и освоения недр”, 2006. - стр. 396-398.
67. Исказиев К.О. Кибиткин П.П. Изучение фильтрационной анизотропии коллекторов нефтяных месторождений петрофизическими методами . - Алматы : Материалы научно-практической конференции «Состояние разработки и перспективы развития нефтегазового месторождения Узень и прилегающих территорий», 2006. - стр. 75-78.
68. Исказиев К.О. Кибиткин П.П., Меркулов В.П. К вопросу о методике определения фильтрационной анизотропии коллекторов . - [б.м.] : Интервал, 2006. - стр. 4-6.

69. Исказиев К.О. Кибиткин П.П., Меркулов В.П. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения . - [б.м.] : Материалы Международного научного конгресса «Гео-Сибирь», 2006. - стр. 174-179.
70. Исказиев К.О. Методика определения характеристик фильтрационной анизотропии нефтяных коллекторов . - Москва : Тр. Ежегодн. Семинара по экспер. минералогии, петрологии и геохимии «ЕСЭМПГ», 2006. - стр. 36.
71. Исказиев К.О. Особенности геологического строения и анизотропная фильтрационная характеристика продуктивных пластов месторождения Кисимбай . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2006. - стр. 130-131.
72. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. . - Москва : Недра, 1987. - стр. 375.
73. Казаков А.Н. Динамический анализ микроструктурных ориентировок минералов. . - Ленинград : Наука, 1987. - стр. 272.
74. Ковалёв В.С. Житомирский В.М. Исследование влияния анизотропии пласта на показатели заводнения при различных системах разработки . - Тюмень : Труды ин-та / Зап.-Сиб. науч. - исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т., 1980. - Т. 48 : стр. 83-88.
75. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири . - Новосибирск : СО РАН «Гео», 2002.
76. Конторович В.А. Соловьев М.В., Л.М. Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины. - Геология и геофизика, 2011. - Т. 8 : стр. 1075-1091.
77. Коровин М.О. Investigation of the Acoustic and Petromagnetic Anisotropy of Oil Fields Rocks . - London : 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE: EUROPEC, 2013. - стр. 1-2.

78. Коровин М.О. Investigation of the Spatial Heterogeneity Petro-magnetic Properties of Oil Fields Rocks . - Vienna : 73rd EAGE Conference & Exhibition, 2011. - стр. 5534-5536.

79. Коровин М.О. Исследование анизотропии петромагнитных и акустических свойств коллекторов нефтяных месторождений . - Томск : Сборник докладов VI региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть», 2013.

80. Коровин М.О. Меркулов В.П. Formation evaluation and well-test analysis for complex interpretation of reservoir permeability distribution . - [б.м.] : IOP Conference Series: Earth and Environmental Science., 2014. - Т. 21 : стр. 1-6.

81. Коровин М.О. Меркулов В.П. Направления фильтрации флюидов на месторождениях нефти юго-восточной части Каймысовского свода . - Москва : Газовая промышленность: научно-технический и производственный журнал, 2014. - Т. 708 : стр. 90-94.

82. Коровин М.О. Меркулов В.П. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин . - Москва : Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО ВНИИОЭНГ), 2015. - стр. 24-30.

83. Коровин М.О. Меркулов В.П., Гожкович С.З. Oil extraction optimization case: horizontal permeability heterogeneity evaluation and application . - Томск : IOP Conference Series: Earth and Environmental Science., 2015. - стр. 9.

84. Коровин М.О. Меркулов В.П., Гожкович С.З. Permeability inhomogeneity accounting in terms of efficient development strategy . - [б.м.] : IOP Conference Series: Earth and Environmental Science., 2015. - стр. 8.

85. Коровин М.О. Определение параметров фильтрационной анизотропии и оценка её влияния на разработку Двуреченского месторождения . - Москва : Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 2014.

86. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа . - Томск : Известия Томского политехнического университета, 2014. - стр. 87-92.

87. Краснощекова Л.А. Литологические особенности и коллекторские свойства отложений верхней юры Крапивинской площади . - Томск : Проблемы геологии и географии Сибири. Материалы науч.конф., 2003. - стр. 289-293.

88. Краснощёкова Л.А. Мартынова Т.Е. Микроструктурный анализ как метод изучения осадочных нефтеносных отложений . - Томск : Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых. Материалы Всероссийской науч.конф., 2005. - стр. 272-275.

89. Краснощекова Л.А. Седиментогенная ориентировка кварца в песчаниках горизонта Ю12 Игольско-Талового нефтяного месторождения (Томская область) . - Томск : Структурный анализ в геологических исследованиях. Материалы Междунар. науч. семинара и Республиканской школы молодых учёных., 1999. - стр. 130-132.

90. Кузьмин В.А. Михайлов Н.Н., Максимов В.М., Гурбатова И.П. Результаты изучения анизотропии микростроения карбонатны пород методами электронной микроскопии и компьютерного анализа изображений . - Москва : , 2011.

91. Кулямин Л.Н. Об ориентировке песчинок в отложениях различного генезиса (на примере оболовых песков Прибалтики) . - Москва : Докл. АН СССР., 1970. - Т. 192 : стр. 169-171.

92. Лазаренко В.С. Наливкина И.Д. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа. . - Ленинград : Недра, 1971. - стр. 180.

93. Лидер М.Р. Седиментология. . - Москва : Мир, 1986. - стр. 188.

94. Манапов Т.Ф. Влияние послойной неоднородности коллекторов на технологические показатели разработки залежи на поздней стадии . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2009.

95. Меркулов В.П. Александров Д.В., Краснощекова Л.А., Мартынова Т.Е., Ненахов Ю.Я. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов (на примере Крапивинского месторождения углеводородов) . - Томск : Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях. Материалы Всероссийской науч.-техн.конф., 2003. - стр. 114-119.
96. Меркулов В.П. Александров Д.В., Краснощекова Л.А., Ненахов Ю.Я. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений . - Москва : Научно-технический вестник ЮКОС., 2004. - Т. 10 : стр. 33-36.
97. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин. Учебное пособие. . - Томск : ТПУ, 2008. - стр. 178.
98. Меркулов В.П. Краснощёкова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа . - Томск : Известия ТПУ., 2002. - Т. 305 : стр. 296-304.
99. Меркулов В.П. Краснощёкова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений. - Москва : Газовая промышленность, Март 2014 г.. - Т. 703. - стр. 22-27.
100. Молостовский Э.А. Храмов А.Н. Магнитостратиграфия и её значение в геологии. . - Саратов : Саратовский университет, 1977. - стр. 180.
101. Мосунов А.Ю. Лазарев И.С., Потапов Г.А., Шамгунов Р.Н., Байрамов В.Р. О выработке запасов нефти в пластах с резко выраженной проницаемостной неоднородностью коллекторов . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2008.
102. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. . - Москва : Недра, 1984. - стр. 260.
103. Никашкин А.М. Взаимоотношение вещественного состава и макронеоднородности с промысловыми свойствами нефтяного пласта. . - Тюмень : Труды ин-та Зап.-Сиб. науч.-исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т., 1985. - Т. 201 : стр. 88-95.
104. Номоконова Г.Г. Петрофизика нефтегазоносных коллекторов: учебное пособие . - Томск : , 2008. - стр. 81.

105. Окнова Н.С. Распространение акцессорных терригенных минералов в породах осадочного чехла Русской платформы . - Москва : Доклады АН СССР., 1972. - Т. 2 : стр. 434-436.

106. Орлова Л.В. Новый метод количественной оценки степени изменения структуры обломочных пород . - Киев : Реферативная информация о законченных НИР в вузах УССР., 1974. - Т. 8 : стр. 6.

107. Петерсилье В.И. Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. - Тверь : ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003 г.. - стр. 259.

108. Приказ №34 от 15.02.2011 Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчёту запасов нефти и горючих газов. - 2011 г..

109. Прозорович Г.Э. Валюженич З.Л. Регенерация кварца и пелитизация полевых шпатов в нефтеносных и водоносных песчаниках Усть-Балыкского месторождения нефти (Западная Сибирь) . - Мсква : Доклады АН СССР., 1966. - Т. 168 : стр. 893-895.

110. Прозорович Г.Э. Зарипов О.Г., Валюженич З.Л. Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности . - Тюмень : Труды ин-та Зап. - Сиб. науч. -исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т., 1970. - Т. 26 : стр. 18.

111. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации . - Москва : Мир, 1990. - Т. 2 : стр. 384.

112. Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации . - Москва : Мир, 1990. - Т. 1 : стр. 352.

113. Рейнек Г.Э. Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. . - Москва : Недра, 1981. - стр. 438.

114. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. . - Москва : Недра, 1966. - стр. 217.

115. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных месторождений. . - Ленинград : Недра, 1989. - стр. 260.

116. Сахибгареев Р.С. Казарбин В.В. Направленность изменения карбонатных пород в зоне растворения древних и современных ВНК и зависимости от состава и типа коллекторов . - Санкт-Петербург : ВНИГРИ, 1990. - стр. 54-63.

117. Сахибгареев Р.С. Основные типы вторичных изменений коллекторов, происходящих в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов, и их значение для оптимизации поисково-разведочных работ . - Ленинград : Недра, 1990. - стр. 7-30.

118. Свалов А.М. О некоторых особенностях фильтрационных процессов в анизотропных породах . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2010.

119. Семёнов В.В. Казанский А.Ю., Банников Е.А. Изучение анизотропии горных пород на керне и её ориентация в пространстве палеомагнитным методом . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений., 2008. - стр. 18-23.

120. Сердюк З.Я. Эренбург Б.Г. О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и порах пород фундамента и осадочную чехла Обь-Иртышского междуречья . - Новосибирск : Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири., 1972. - стр. 87-91.

121. Сидоров С.В. Низаев Р.Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2006.

122. Сопронюк Н.Б. Влияние анизотропии коллектора на эффективность заводнения пласта С2 Бобровского месторождения . - Куйбышев : Гос. Ин-т по проектированию и иссл. работам в нефтяной пром-сти «Гипрвостокнефть»., 1981. - Т. 201 : стр. 50-55.

123. Сурков В.С. Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты . - Москва : Недра, 1981.

124. Усманов Р.Х. Талипов И.Ф., Азаматов М.А. Исследование направлений фильтрации и флюидомиграции при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами УВ . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений., 2009. - стр. 63-66.

125. Хавкин А.Я. Влияние проницаемости на выработку зонально неоднородных низкопроницаемых пластов . - Москва : Нефтяное хозяйство, 1995.

126. Хисамутдинов Н.И. Владимиров И.В., Сагитов Д.К., Абдульмянов С.Х. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи . - Москва : Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010.

127. Хисматуллина Ф.С. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Дубровин А.В. Некоторые аспекты методики адаптации гидродинамических моделей неоднородных нефтяных пластов . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2005.

128. Храмов А.Н. Палеомагнитология. . - Москва : Недра, 1982. - стр. 282.

129. Храмов А.Н. Шолпо Л.Е. Палеомагнетизм. Принципы, методы и геологические приложения палеомагнитологии. . - Ленинград : Недра, 1967. - стр. 252.

130. Чашков А.В. Математическое моделирование фильтрационно-ёмкостных свойств геологических сред с использованием геофизических исследований скважин . - Москва : , 2011.

131. Шаламов М.А. Особенности обоснования извлекаемых запасов нефти в неоднородных коллекторах с использованием пакетов гидродинамического моделирования . - Москва : Нефтяное хозяйство, 2004.

132. Шипунов С.В. Статистика палеомагнитных данных. . - Москва : ГЕОС, 2000. - стр. 80.

133. Шипунов С.В. Элементы палеомагнитологии. . - Москва : Геологический институт РАН, 1994. - стр. 64.

134. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. (под ред. Конторовича А.Э.) Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. - Изд-во СО РАН. Филиал "Гео", Новосибирск, 2000, 480 с.

135. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. . - Москва : Недра, 1978. - стр. 215.

136. Юсуфзаде Х.Б. Проблемы разработки сложно построенных месторождений с неоднородными коллекторами . - Москва : Нефтяное хозяйство, 1990.

Фондовая

137. Фёдоров Б.А. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Двуреченского месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования (геологические запасы).- Томск: Отчет по договору № ПР699 с ОАО "Томскнефть" ВНК, 2006.