

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал в г. Нижневартовске

Н. Р. Кривова

**ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ
МНОГОПЛАСТОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ**

Тюмень
ТюмГНГУ
2014

УДК 622.276
ББК 33.36
К 82

Рецензенты:

кандидат технических наук О. В. Фоминых
кандидат технических наук А. В. Сорокин

Кривова Н. Р.

К82 Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями : монография / Н. Р. Кривова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 96 с.

ISBN 978-5-9961-0865-7

Работа посвящена решению проблемы опережающего обводнения продуктивных пластов, обусловленной неоднородностью коллекторов, тектоническими нарушениями и образованием техногенных высокопроницаемых каналов.

В книге приведены результаты трассерных исследований на разных группах пластов месторождений Западной Сибири. Изложены теоретическое обоснование и экспериментальное подтверждение модифицированной технологии индикаторного исследования с целью регулирования параметров системы заводнения на многопластовом месторождении.

Издание предназначено для научных сотрудников, аспирантов и студентов по направлению подготовки «Нефтегазовое дело», а также представляет интерес для промысловых геологов, геофизиков, инженеров по разработке и специалистов по смежным дисциплинам.

УДК 622.276
ББК 33.36

ISBN 978-5-9961-0865-7

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ С РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ.....	6
1.1. Разработка месторождений и контроль перемещения нагнетаемой в пласт воды.....	6
1.1.1. Индикаторы в методах контроля за разработкой нефтяных месторождений.....	7
1.1.2. Принципы построения полииндикаторного метода контроля движения жидкостей.....	9
1.2. Опыт проведения индикаторных исследований на месторождениях Западной Сибири.....	11
1.2.1. Анализ результатов трассерных исследований на объекте Ершового месторождения.....	17
1.2.2. Анализ результатов трассерных исследований на объекте Южного месторождения.....	19
1.2.3. Анализ результатов трассерных исследований на объекте ЮВ ₁ Кирско-Коттынского месторождения.....	28
1.2.4. Анализ результатов трассерных исследований на объекте ПК ₁₉ Ван-Еганского месторождения.....	32
2. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ, ИМЕЮЩИХ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ.....	34
2.1. Трещиноватость продуктивных пластов.....	35
2.2. Роль разломов при формировании залежи.....	38
2.3. Методы определения трещин в породах-коллекторах.....	40
2.3.1. Обнаружение трещин по результатам анализа керна.....	40
2.3.2. Обнаружение трещин на больших глубинах.....	44
2.3.3. Обнаружение трещин в процессе освоения и эксплуатации скважин.....	45
2.4. Образование трещин в процессе разработки залежи.....	46
2.5. Оптимальное давление нагнетания при разработке нефтяной залежи.....	51
2.6. Схема модели трещиноватого пласта.....	33
2.7. Необходимость учета тектонических нарушений при разработке нефтяных залежей.....	60
2.7.1. Барическое состояние объектов разработки с учетом тектонических нарушений.....	63

2.7.2. Особенности построения карт изобар (комплексный подход)	66
3. ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ИНДИКАТОРАМИ	70
3.1. Разработка технологии исследования	70
3.2. Геолого-физическая характеристика объектов центральной части Приобского месторождения.....	75
3.2.1. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15537 центральной части Приобского месторождения	76
3.2.2. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15655 центральной части Приобского месторождения	77
3.2.3. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15535 центральной части Приобского месторождения	80
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	 88
 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	 89

ВВЕДЕНИЕ

На ряде объектов разработки нефтяных месторождений наблюдается опережающее обводнение, свидетельствующее о неравномерности выработки запасов, обусловленное неоднородностью коллектора, тектоническими нарушениями и образованием техногенных высокопроницаемых каналов, по которым производится неэффективная фильтрация воды (8 – 43 %). Проблема снижения энергетика работы пласта и, как правило, конечной нефтеотдачи обостряется при эксплуатации трещиновато-поровых коллекторов, осложненных тектоническими дизъюнктивными нарушениями. Рационально разрабатывать подобные месторождения нефти необходимо путем проектирования и корректирования системы добывающих и нагнетательных скважин на основе достоверной информации о положении разломов, трещин и разрывов коллекторов.

Современные требования к точности и достоверности получаемых данных по созданию постоянно действующих цифровых геологической и гидродинамической моделей требуют применения промысловых исследований для определения местоположения перспективных участков первоочередного разбуривания, оптимизации работы нагнетательного фонда с целью предотвращения интенсивного техногенного трещинообразования, выявления частично-блокированных ПЗП, создающихся выпадением смол, асфальтенов, парафинов и образованием устойчивых эмульсий, определения преимущественного направления фильтрации и коэффициента нефтевытеснения в зависимости от ориентации каналов аномально низких фильтрационных сопротивлений. Однако на практике количество скважин, в которых проводятся гидродинамические и промыслово-геофизические методы в течение года составляет 3 – 5 % эксплуатационного фонда. Поэтому трехмерные гидродинамические модели зачастую не обеспечивают мониторинг и управление разработкой месторождений углеводородного сырья. Снижение затрат времени и средств возможно применением индикаторного метода исследований, который не требует остановки добывающих и нагнетательных скважин. Но для получения объективной информации, а не оценочной, его следует модифицировать, что позволит учитывать пространственно-временные изменения фильтрационных свойств терригенных коллекторов многопластовых месторождений с целью анализа показателей разработки и проектирования соответствующих геолого-технологических мероприятий.

1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ С РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ

1.1. Разработка месторождений и контроль перемещения нагнетаемой в пласт воды

В условиях широкого применения интенсифицированных методов разработки нефтяных месторождений с использованием различных систем заводнения особую важность приобретает проблема контроля за движением нагнетаемой в пласт воды [1].

В настоящее время в нефтяные пласты закачиваются и попутно с нефтью добываются большие объемы воды. С учетом того, что в пласты закачивают большую долю воды пресной, а добывают минерализованную, проблема контроля разработки нефтяных месторождений приобретает важное экологическое значение для защиты недр и сохранения окружающей среды.

Современные требования к информативности, точности и достоверности получаемых результатов требуют применения способа, позволяющего эффективно решать задачи по контролю за перемещением нагнетаемой в пласт воды, получать информацию о продвижении жидкости не только у забоев скважин, что обеспечивается геофизическими методами, но и в межскважинном пространстве. Такую информацию можно получить методом прослеживания (трассирования) фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов. Полная реализация преимуществ индикаторного метода контроля может быть достигнута при условии применения полииндикаторного метода, когда различные по месту и (или) времени источники поступления жидкости будут метиться отличающимися друг от друга индикаторами. При этом весь комплекс технологических процессов должен быть обеспечен едиными методологическими приемами и техническими средствами. Использование современных достижений физики и химии позволяет в настоящее время определить пути создания полииндикаторного метода контроля, удовлетворяющего этим требованиям.

На различных этапах эксплуатации нефтяных месторождений перед разработчиками встают различные, специфичные для данной стадии разработки задачи, решение которых позволяет более эффективно осуществлять рациональную разработку нефтяной залежи.

Использование индикаторного метода контроля за разработкой нефтяных месторождений позволяет решать отдельные задачи:

- определение направления, скорости движения и распределения нагнетаемой воды в продуктивном объеме пласта;
- определение неоднородности пласта по простиранью;

- установление гидродинамической связи по площади определения межпластовых перетоков и др.

Одновременное использование нескольких, отличающихся друг от друга индикаторов позволяет значительно увеличить возможности метода контроля и расширить круг решаемых задач:

- определить нагнетательные скважины – источники основного обводнения добывающих скважин;
- определить зоны влияния различных нагнетательных скважин;
- изучить динамику вытеснения нефти водой, определить эффективность процесса вытеснения;
- осуществить контроль за эффективностью применения методов повышения нефтеотдачи пластов и др.

1.1.1. Индикаторы в методах контроля за разработкой нефтяных месторождений

Выбирая индикатор для использования его в качестве трассера движения пластовых жидкостей, следует учитывать специфические условия проведения работ. При движении индикатора происходит сильное разбавление начальной концентрации, при этом индикатор контактирует с чрезвычайно большой поверхностью горной породы, которая различна по минералогическому составу и содержит кроме таких сильных сорбентов, как коалинит, гумбрин и т.п. большое разнообразие различных веществ, способных взаимодействовать с индикаторами. Нефть и пластовые воды содержат широкий спектр как органических соединений различного строения, так и соединений в виде солей, комплексов и т.п. Глубоко залегающие пласты имеют высокую температуру.

Исходя из перечисленных особенностей, индикатор должен удовлетворять целому ряду требований и прежде всего:

- должен хорошо растворяться в наблюдаемой жидкости;
- должен сохранять свои физико-химические свойства и не сорбироваться горной породой;
- должен с достаточной точностью фиксироваться в широком диапазоне его концентрации;
- должен быть дешевым, простым в обращении, доступным для широкого применения;
- не должен содержать аналогов пластовой жидкости;
- не должен нарушать естественного потока и следовать только со своим гидродинамическим носителем.

В связи с тем, что вопросы экологии приобретают сегодня особую значимость, на свойства индикаторов накладываются требования его безопасности.

Все применявшиеся до настоящего времени индикаторы движения пластовых жидкостей можно условно разделить на следующие типы:

- механические взвеси;
- растворы электролитов (соединения К, Na и т.д.);
- растворы красителей (флуоресцеин, эозин, конго красный и т.д.);
- естественные и искусственные радиоактивные элементы (йод-131, хлор-36, тритий и т.д.);
- химические соединения.

Индикаторы первого типа можно использовать только при изучении движения вод с открытой поверхностью или при изучении движения подземных вод через породу с очень большой пористостью и проницаемостью (типа подземных рек).

Применение растворов электролитов возможно лишь в пресной воде.

Красители, обладая некоторыми положительными качествами (отсутствием аналогов в природе, высокой чувствительностью регистрации), тем не менее, не могут выступать в качестве индикаторов движения пластовых и закачиваемых в пласт вод. Опытно-промышленное опробование таких красителей, как флуоресцеин и его динатриевая соль, выявило следующие основные их недостатки: растворимость только в щелочной среде и сильная сорбция на поверхности горной породы.

Достаточно широкие исследования фильтрации пластовых вод проведены с использованием в качестве индикатора роданистого аммония ($\text{NH}_4 \text{SCN}$). Анализ результатов показывает, что в случаях сильного обводнения хорошо промытых пластов получены удовлетворительные данные, а в других – отрицательные. Адсорбция роданистого аммония сильно зависит от глинистости коллектора.

Впервые использовать радиоизотопы в качестве индикаторов для мечения подземных вод предложил Джели в 1922 году. Несмотря на большое разнообразие изотопов, выпускаемых атомной промышленностью, для фильтрационных исследований применимы лишь некоторые из них. Ограничения на применимость радиоактивных изотопов в качестве индикаторов возникают из-за периода полураспада, например, бром-82, широко применяемый в гидрогеологии, при длительных исследованиях на нефтяных месторождениях неприменим, так как имеет период полураспада всего 45,9 часа. Другим ограничением в применении многих изотопов являются сильные сорбционные свойства. Единственным радиоактивным индикатором, нашедшим практическое применение при исследованиях фильтрации жидкостей, является изотоп водорода – тритий. При применении его в виде тритиевой воды он – идеальный индикатор для контроля фильтрации пластовых и закачиваемых в пласт вод. Однако широкое применение трития ограничено такими факторами, как экологическим (тритий являясь источником, хотя и мягкого β -излучения, тем не менее загрязняет окружающую среду) и физическим (слишком большой период полураспада – 12,3 года, приводящий к искусственно создаваемому фону). Применение трития пол-

ностью лишает индикаторный метод оперативности, а также исключает возможность проведения вторичных индикаторных испытаний на одном и том же участке.

Также одной из разновидностей индикаторного метода изучений выработки нефтяной залежи является способ, основанный на анализе проб продукции добывающих скважин на содержание микроэлементов, например, кобальта или ванадия [2].

В последние годы в качестве индикаторов стали применять так называемые азотистые соединения – нитраты (аммиачная селитра NH_4NO_3) и карбамиды (мочевина H_2NCONH_2 и тиомочевина H_2NSCNH_2).

Положительными факторами их использования является высокая устойчивость в пластовых условиях, простота регистрации и низкая стоимость. Отрицательными свойствами обладают лишь нитраты, способные взаимодействовать с солями кальция, что ограничивает их применение в карбонатных отложениях. Широкое использование (миллионы тонн ежегодно) нитратов и карбамидов в качестве удобрений в сельском хозяйстве привело к тому, что уровень этих веществ не только в открытых бассейнах, но и в ряде случаев в подземных водах иногда достигает значительных концентраций (искусственно созданный фонд). Такое положение дел требует строгого и постоянного контроля содержания этих соединений как индикаторов в попутно добываемой и закачиваемой в пласт воде. Таким образом, для широкого практического применения целесообразно использовать нитраты и карбамиды, учитывая их наличие в закачиваемых и пластовых водах (для нитратов – еще и литологию).

1.1.2. Принципы построения полииндикаторного метода контроля движения жидкостей

Полииндикаторный метод контроля фильтрации жидкости должен отвечать следующим основным требованиям [3]:

- вещества, используемые в качестве индикаторов должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к индикаторам пластовых жидкостей;
- регистрация индикаторов должна быть количественной, с высокой и одинаковой по каждому индикатору чувствительностью, занимать мало времени;
- идентификация каждого индикатора должна быть надежной в широком диапазоне измеряемых концентраций и при наличии в отбираемой пробе жидкости нескольких индикаторов;
- выделение, разделение, регистрация и идентификация индикаторов должны осуществляться по единой методике с использованием единой аппаратуры;
- технологические процессы должны быть надежны, просты и экспрессны, доступны техническому персоналу на промыслах.

Исходя из задач, возникающих на различных стадиях разработки нефтяных месторождений, эффективность применения полииндикаторного метода контроля возможно лишь в том случае, если метод будет обеспечен достаточно большим количеством отличающихся друг от друга индикаторов. При этом на их свойства накладываются дополнительные требования, обусловленные проведением тех или иных исследований.

Задачи, возникающие при разработке нефтяных месторождений, можно разделить на два класса: крупномасштабные (долговременные) и оперативные (кратковременные).

К крупномасштабным задачам относятся такие, как исследования распределения нагнетаемой в пласт воды по площади залежи, уточнения движения фронта нагнетаемой воды, определение неоднородности пласта по простирацию, изучению динамики вытеснения нефти водой и т.д. Для их решения необходимо закачать в каждую нагнетательную скважину свой индикатор и дожидаться прихода основного вала воды с индикатором из добывающих скважин, что по времени может занять не менее полугода (при достаточно большой обводненности добываемой продукции). На весь период исследования индикатор должен быть устойчив в пласте при данных геолого-физических условиях. Кроме того, наличие достаточного количества отличных друг от друга индикаторов дает возможность проводить вторичные исследования на данном участке, не дожидаясь полного выхода из пласта ранее закачанных индикаторов.

К оперативным задачам относятся такие, как определение нагнетательных скважин-источников основного обводнения добывающих, установление гидродинамической связи по площади и определения межпластовых перетоков, контроль эффективности и целесообразности применения третичных методов воздействия на пласт на поздней стадии разработки с целью увеличения охвата пласта заводнением или увеличение нефтеотдачи и т.д. Для решения этого класса задач нецелесообразно использовать долгоживущие индикаторы, создающие длительный искусственный фон. Более того, можно при наличии ограниченного количества короткоживущих индикаторов (одного-двух) через некоторое время, определяемое временем жизни индикатора в данных геолого-физических условиях, на исследуемом участке использовать опять те же индикаторы, не опасаясь получения неоднозначной информации за счет предыдущей закачки индикатора. Для решения задач этого класса время жизни коротко живущих индикаторов лежит в интервале от 1 – 2 месяцев до полугода.

Таким образом, с учетом решения различных по масштабности задач к индикаторам, применяемым в полииндикаторном методе контроля, кроме требований по их отличительным свойствам предъявляются требования по срокам их жизни (долгоживущие, короткоживущие).

Одним из классов соединений, позволяющих реализовать полииндикаторный метод контроля, является применение в качестве индикаторов соединений радикального типа, регистрация которых возможна на основе

единой методики и с использованием одного и того же оборудования методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

Положительными предпосылками возможности создания полииндикаторного метода контроля на базе указанных соединений и метода их регистрации являются следующие:

- наличие большого многообразия структурных форм иминексильных радикалов и пространственно затрудненных иминов, обладающих различными спектроскопическими свойствами;

- соединения данного класса не имеют аналогов в природе, синтезированы искусственно, поэтому отсутствует естественный фон, что упрощает их качественную и количественную регистрацию. В применяемых концентрациях биологически инактивны, не загрязняют окружающую среду;

- высокая чувствительность регистрации всех типов радикальных индикаторов на едином оборудовании методов ЭПР-спектроскопии. Сам метод регистрации прост, надежен, удобен, экспрессен. Освоение в настоящее время отечественной промышленностью малогабаритных ЭПР-спектрометров позволяет использовать эти приборы непосредственно в промысловых условиях.

1.2. Опыт проведения индикаторных исследований на месторождениях Западной Сибири

Многие исследователи давно отметили наличие трещиноватости как на керновом материале, так и в самом пласте. О влиянии трещиноватости на процесс разработки посвящено значительное количество работ [4, 5, 6].

Образование каналов низкого фильтрационного сопротивления (трещин) носит преимущественно техногенный характер [7]. ГРП, глубокие депрессии и высокие репрессии при бурении, освоении и эксплуатации скважин, очевидно, превышают критические величины раскрытия динамо-напряженных зон и флексурно-разрывных нарушений и, тем самым, способствует образованию трещин (каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением – НФС). Проделанный авторами анализ [8] показал, что наличие в пласте суперпроводящих каналов может быть связано с присутствием в разрезе маломощных плотных прослоев.

К аналогичным выводам пришли и другие авторы, выполнявшие анализ результатов индикаторных исследований в различных регионах Западной Сибири [9, 10, 11].

С целью изучения трещиноватости коллектора и влияния трещин на процесс разработки наряду с гидродинамическими, петрофизическими и другими методами применяют аэрофотокосмические и индикаторные исследования [12, 13].

На базе индикаторных (трассерных) исследований проводится коррекция гидродинамических параметров с целью оптимизации режимов по каждому пласту и каждой скважине.

Трассерные исследования позволяют:

1. Определять местоположение перспективных участков для первоочередного разбуривания.
2. Анализировать КИН для использования результатов в проектных решениях.
3. Оптимизировать работу нагнетательного фонда с целью предотвращения интенсивного техногенного трещинообразования.
4. Определять преимущественное направление фильтрации и коэффициента нефтевытеснения в зависимости от ориентации керна.
5. Определять техническое состояние скважин и качества тампонажных работ [14].

Многочисленные индикаторные исследования (табл. 1.1), проведенные на объектах: Ай-Еганского, Ватинского, Покомасовского, Южно-Ягунского, Северно-Поточного, Дружного, Средне-Балыкского, Мыхпайского, Мало-Черногорского, Урьевского, Западно-Асомкинского, Лор-Еганского, Гун-Еганского, Ван-Еганского, Ершового, Южного, Комсомольского, Тюменского, Новомолодежного, Кирско-Коттынского, Приобского, Северо-Ореховского, Самотлорского и др. месторождений, показывают:

- наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС);
- объем каналов НФС, развиваемый одной нагнетательной скважиной, варьирует в широком диапазоне 59 – 7631 м³ при среднем значении 497 м³;
- фазовые проницаемости каналов НФС колеблются в достаточно широком интервале – 55 – 251294 мкм², что также на несколько порядков превышает характерные значения для пластов;
- скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 0,8 – 2052 м/ч, что превышает характерные скорости фильтрации для полимиктовых коллекторов;
- появление в добывающих скважинах во времени нескольких пиков (экстремумов) подъема концентрации от 1 до 12, что свидетельствует о фильтрации нескольких каналов НФС;
- раскрытость каналов НФС оценивается в размере $(4,2 - 1160) \cdot 10^{-3}$ мм, и имеет тенденцию к расширению;
- количественное влияние давления нагнетания (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;
- практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);
- непроизводительную фильтрацию закачиваемой воды по каналам НФС в количестве 8 – 43%, не совершающей работу по нефтевытеснению;

– повышение скорости фильтрации по каналам НФС с увеличением неоднородности коллектора;

– распределение преимущественной ориентации прохождения трассера по простиранию пласта, как правило, происходит в двух взаимно перпендикулярных направлениях: юго-запад и (северо-восток) и юго-восток (северо-запад) с некоторыми флуктуациями;

– продолжающиеся техногенные трещинообразования в пласте.

Каналы НФС довольно существенно влияют на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата и нефтевытеснения.

Во-первых, это влияние проявляется в непроизводительной фильтрации закачиваемой воды по каналам НФС (8 – 43%). Это сказывается на снижении энергетики работы пласта. Во-вторых, снижается коэффициент охвата разработкой, и, как правило, конечная запроецированная нефтеотдача не достигается. Анализ разработки исследуемых объектов показывает недоизвлечение на 2 – 8% к запроецированным показателям. Причем этот фактор (влияние каналов НФС) не учитывается при проектировании разработки. Таким образом, можно утверждать, что отсутствие учета влияния каналов НФС при проектировании разработки ведет к завышенному КИН на 2 – 8% [15].

Несмотря на небольшую раскрытость каналов НФС (в среднем 0,10 мм), процесс заводнения способствует их расширению. Например, за один год фильтрации на одном из месторождений увеличение площади поперечного сечения составило с 0,1 до 0,66 мм (в 6,6 раза). При этом процесс сопровождается обильным выносом мех. примесей.

Специализированные трассерные исследования, проведенные на различных давлениях нагнетания, показывают, что снижение давления нагнетания не способствует смыканию трещин, что свидетельствует о необратимости процесса. Однако отмечается незначительное снижение скоростей фильтрации, проницаемости, объемов каналов НФС [16]. Примечателен тот факт, что использование методов повышения нефтеотдачи с целью тампонирувания каналов НФС позволяет в среднем на 66% устранить их влияние.

Изучение движения жидкостей в пористых средах [17] свидетельствует о существовании некоторых преимущественных направлений, в которых наблюдаются более интенсивные фильтрационные потоки при одних и тех же перепадах давления. Распределение трассеров по простиранию осуществляется преимущественно в двух взаимно перпендикулярных направлениях:

– с юго-запада на северо-восток;

– с северо-запада на юго-восток, с незначительными флуктуациями, т.е. в стороны остаточной намагниченности коллектора, которая сохранилась со времен формирования залежи.

Таблица 1.1

Параметры продвижения трассеров по пластам месторождений Западной Сибири

№ п/п	Месторождение	Пласт	Дата закачки индикатора	№ нагнет. скв.	Вид трассера	P_y , МПа	Примистость, м ³ /сут	Диапазон скоростей, м/час	Объем каналов всего, м ³	Диапазон объемов, м ³	Диапазон проницаемостей, мкм ²	Раскрытость, мм·10 ⁻³	Количество скв. обнаружен трассер/ всего исследовано
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Ватинское	ЮВ ₁	29.09.89	1118	ФН	17	200	6,0-95,6	220		48-2480	9	6/19
2	Покамасовское		21.09.90	151	ФН	15		2,2-19,4	110				7/8
3	Южно-Ягунское	БС ₁₁ ²	10.09.92	2247	РА	12	317,6	8,3-46,2	494,8	4,2-11	9,2-494	90	14/21
		БС ₁₀ ²	10.09.92	2232	РА	12	327,6	8,6-71,9	448,5	4,8-15,8	25,9-928	110	20
4	Северо-Поточное	Б ₆	26.07.93	7149	ФН	9,7	666	14,2-186,4	683,9	6,7-54,6	45,6-7310,3	1,2	21/94
		Б ₆	05.08.93	6046Б		10	762	7,9-160,4	1141,2	9,8-101,4	20,1-4229	2,6	12/99
		Б ₈	03.08.93	6337Б	ФН	10	518	11,9-212,5	680,7		23,9-7089,1	4,6	24/99
		Б ₈	03.08.93	6548	РА	8,8	392	10,8-92,3	588	1,9-21	17,9-1608,7	4,2	28/94
5	Дружное	БС ₁₀ ¹	25.03.93	201	РА	10	300	4,2-270,5	181	1,4-20,9	7-5033		19/49
		БС ₁₀ ¹	25.03.93	2185	ФН		628	14,2-187,5	517	13,6-65,4	127-2607	4,6	13/62
6	Южно-Ягунское	БС ₁₁ ²	15.05.93	2312	РА	11	312	14,3-120,3	365,5	9-40,8	47,6-2415,4	6,9	12/59
		БС ₁₁ ²	15.05.93	2172	ФН	14	253	7,4-141,9	458,4	11,3-48,9	34,4-2490,8	7,4	17/71
7	Средне-Балькское	БС ₁₀	28.05.93	3003	ФН	14	370	6,7-90,3	1010	29,8-115,4	28,3-957,5	12,8	13/63
		БС ₁₀	28.05.93	3015	РА	14	600	7,3-41,8	2345,3	87,5-512,2	31-952,9	20,6	9/39
8	Дружное	БС ₁₀ ²	28.05.94	2258	ФН	12	580	9,8-55,7	1060,5	26,6-99,0	49,7-494,9		18/74
		БС ₁₀ ²	28.05.94	2275	РА	12	720	10,1-94,7	1045,2	24,6-116,8	35,3-1524,8	12,9	17/72
9	Мыхпайское	БВ ₈	26.09.95	252	РА	12	1000	5,8-1525	376,4	3,3-49,6	32,6-54423,8	11,5	25/37
		БВ ₈	26.09.95	289	ФН	12	480	46-6194	270		1419,9-251294,3		11/37

Продолжение табл. 1.1

10	Мало-Черногорское	БВ ₁₀		641	ФН	14,5	280	2,4-52					4/38
11	Урьевское	АВ ₁	15.11.96	1902	РА	10	150	9,2-819,1	145,2	1,2-8,7	61,2-22949,7	23	28/121
		АВ ₁	15.11.96	2528	ФН	10	80	12,1-675	59	2,4-17,8	114,8-12109,6	21	11/80
12	Западно-Асомкинское	ЮС ₁	09.12.97	147	РА	8	720	16,3-179,7	452,9	16,4-125,4	41,3-1214	62	7/16
		ЮС ₁	27.12.97	173	ФН	5	720	29,9-100	351,5	61,4-131,1	218,1-500,5		4/16
13	Лор-Еганское	БВ ₁₀	21.03.00	41	ФН	15	85	6,6-256,9	275,7		79,4-2854,1		17/48
		БВ ₁₀	01.06.00	45	РА	10	290	33,6-423,7	1211,8	2,2-629,3	342,-5099,9	12,2	18/20
14	Гун-Еганское	БС ₁₁	06.07.00	467	РА	10	120	9,2-1027,9	1694,6	6,6-316,6	22-13365		13/41
15	Ван-Еганское	ПК ₁₉	04.08.01		РА	9,4	100	0,8-80,4	121,8		782-48110	12	5/5
16	Бобровское	А-4	16.06.01	283	ФН	10	231	1,8-367,5	450,2	4,4-55,3	25-820	100	17/22
		А-4	16.06.01	266	РА	11	67,7	1,5-240	413,7		7-1475	100	14/22
17	Ершовое	ЮВ ₁	27.03.92	3105	РА	16,5	254,4	25,6-111	481,1	5,5-23,7	239,1-518,3		30/116
		ЮВ ₁	02.04.92	3122	ФН	16,5	635,9	5,2-74,3	1297,5	12,5-95,5	30,7-2224,1		33/116
		ЮВ ₁	22.03.92	3122*		13	100	10,7-112,5	104,7	1,9-11,7	33,8-1535	37	
18	Южное	ЮВ ₁	11.03.03	220	ФН	20	280	1,9-584,8	277,8	2,5-69,2	109-13801	0,1-20,5	11/14
		ЮВ ₁	11.03.03	190	РА	14	320	1,7-2051,9	334,8	7,1-84,6	375-27830	100	11/14
19	Комсомольское	ПК ₁₈	28.08.03	4328	КА	22	220	1,25-165,3	1016,1	9,5-51,7	9-2636		39/51
		ПК ₁₈	28.08.03	4282	ФН	28,9	220	1,8-65	1499	14,5-105,4	12-1193		30/51
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15
20	Кирско-Котгынское	ЮВ ₁	22.07.04	161	ФН	16	260	0,9-19,9,9	169,1	0,2-8,97	0,8-3876	500	69/92
		ЮВ ₁	22.07.04	200	РА	15	290	0,5-892	514	0,3-30,8	0,3-693,7	500	67/92
21	Южное	ЮВ ₁	27.05.05	181	РА	13	285	1-2638	640,7	2,2-118,8	84,5-32812		16/17
		ЮВ ₁	27.05.05	327	ФН	19	195	3,3-6275	172,8	0,6-31,9	88,2-15566,8	700	16/17
22	Приобское	АС ₁₀ ¹	20.08.05	15908	ЭО	19	367	5,37-19,11	6115,2	53,2-468,9	136,1-728,9	1,4	6/16
		АС ₁₀ ¹	20.08.05	12347	ФН	21	262	1-14,1	3974,8	45,1-508,1	137,2-792,6	1,4	6/16

Окончание табл. 1.1

	АС ₁₀ ¹	19.08.05	477Р	ТНФ	17	393	0,62-10,2	7630,9	645,9-2582,3	40,6-862,5	0,8	7/16
	АС ₁₀ ¹	19.08.05	12277	РА	75,1	180	0,94-15,98	2806,1	98,7-705,5	70,7-1159,8	0,9	8/16
	АС ₁₀ ¹	20.10.05	15994	ЭО	16	221	0,93-490,96	309,9	2,8-34,9	155,8-23602,6	0,07	8/16
	АС ₁₀ ¹	20.10.05	12249	ФН	19	222	5,37-1449,5	281,9	2,4-33,5	488,9-437173	1	5/16
	АС ₁₀ ¹	20.10.05	12180	ТНФ	18	245	5,6-791,94	426,2	3,5-31,8	2190-109285,4	0,8	6/16
	АС ₁₀ ¹	20.10.05	12204	РА	18,5	195	5,9-1039,7	196,7	3,2-36,2	566,1-49374,6	0,32	6/16

Примечание:

РА - Роданистый аммоний

ФН - Флуоресцеин натрия

КА - Карбамид

ЭО - Эозин

ТНФ - Тринатрийфосфат

* - После применения ПДС

В Западной Сибири проведено несколько десятков тысяч ГРП. Однако ни в одной компании не проведены комплексные трассерные исследования (до и после проведения ГРП).

Проведение трассерных исследований необходимо на всех стадиях разработки:

- на первой и второй стадии разработки трассерные исследования позволяют уточнить параметры разработки, стратегию разбуривания, активно рекомендовать мероприятия по проектированию;

- на стадии прогрессирующего обводнения трассерные исследования дают возможность надежно обосновывать применение методов ПНП (циклическое воздействие, физико-химические методы, ОПЗ, РИР) и выявлять зоны обводнения и зоны, не охваченные воздействием;

- на четвертой стадии трассерные исследования позволяют надежно определять зоны с пассивными запасами и разрабатывать методы для их вовлечения в активную разработку.

1.2.1. Анализ результатов трассерных исследований на объекте Ершового месторождения

Для проведения опытно-промышленных работ по закачке искусственных индикаторов был выбран участок со скважиной 3122 в восточной части объекта ЮВ₁ Ершового месторождения, являющийся аналогом большей части исследуемого объекта.

Выбранный участок находится в характерной зоне разработки объекта ЮВ₁ и представлен рядной системой заводнения. На участке с нагнетательной скважиной № 3122 расположена 51 добывающая скважина.

Опытно-промышленные работы проводились путем закачки трассера в скважину 3122. Через нагнетательную скважину 3122 закачали 10 м³ раствора флуоресцина натрия концентрацией 10 г/л при давлении нагнетания на устье 16,5 МПа и приемистости 635,9 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие двух трассеров проводился по всем скважинам.

Интерпретация индикаторных исследований на участке объекта ЮВ₁ со скважиной 3122 показывает, что из исследуемых 51 добывающих скважин в 33 из них обнаружено присутствие индикатора в течение 17 – 166 часов с момента его закачки. Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором, находятся в широком диапазоне и изменяются от 5,2 до 74,3 м/ч. Приведенные скорости на 2 – 3 порядка выше характерных значений и варьируют от 0,060 до 0,570 м*МПа/ч. Аномально высокие скорости фильтрации и приведенные скорости закачиваемой воды свидетельствуют о сети разветвленных и гидродинами-

чески связанных каналов НФС от скважины 3122. Объемы этих каналов от нагнетательной скважины 3122 до добывающих находятся в интервале от 12,5 до 95,5 м³ и составляют в сумме 1297,5 м³ от порового пространства. Проницаемость по воде каналов НФС варьирует от 30,7 до 2224,1 мкм².

Закачка трассера в скважину 3122 выявила три основных направления его движения по объекту ЮВ₁: с юго-запада на северо-восток, с юго-востока на северо-запад и северное (рис. 1.1). Предполагается, что образование каналов низкого фильтрационного сопротивления (трещин) относится к вторичным эффектам при разработке месторождений.

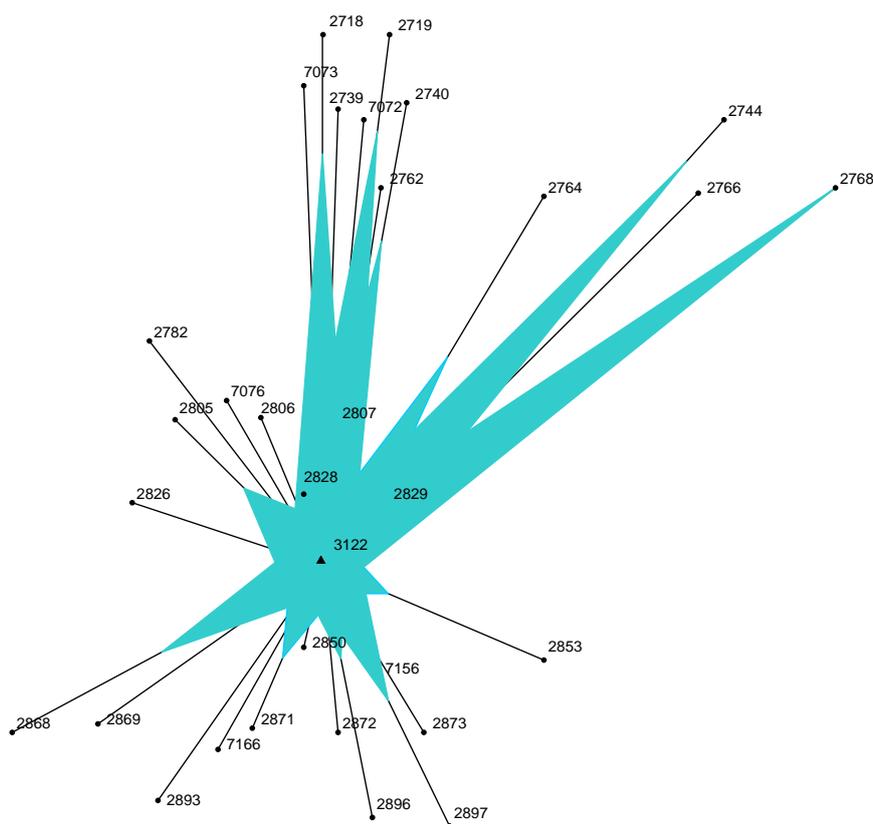


Рис. 1.1. Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения трассера флуоресциента натрия по пласту ЮВ₁ Ершового месторождения

Создание глубоких депрессий при бурении и освоении добывающих скважин и высокой репрессии со стороны нагнетательных скважин очевидно превышают критические величины раскрытия трещин в призабойной зоне пласта и позволяют создать по ним каналы низкого фильтрационного сопротивления. При этом процесс сопровождается выносом разрыхленных и слабосцементированных пород. Снижение давления нагнетания, как правило, не позволяет «закрыть» образованные каналы. Вследствие

существенного влияния каналов НФС на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи возникает необходимость создания искусственного фильтрационного сопротивления в этих каналах. Это может достигаться закачкой в пласт осадкообразующих систем и композиций. Определена необходимость применения технологий с закачкой осадкообразующих систем с целью увеличения коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения согласно разработанной программе [18].

1.2.2. Анализ результатов трассерных исследований на объекте Южного месторождения

Тектоническое строение Южного месторождения

Структура Южного месторождения осложнена двумя одноименными локальными поднятиями 3-го порядка, осложняющими северную часть Нежданного структурного носа: восточный купол с субмеридиональным простиранием, западный купол с простиранием в широтном направлении.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к окончанию Нижневартовского свода юго-западного склона Ореховского куполовидного поднятия 2-го порядка.

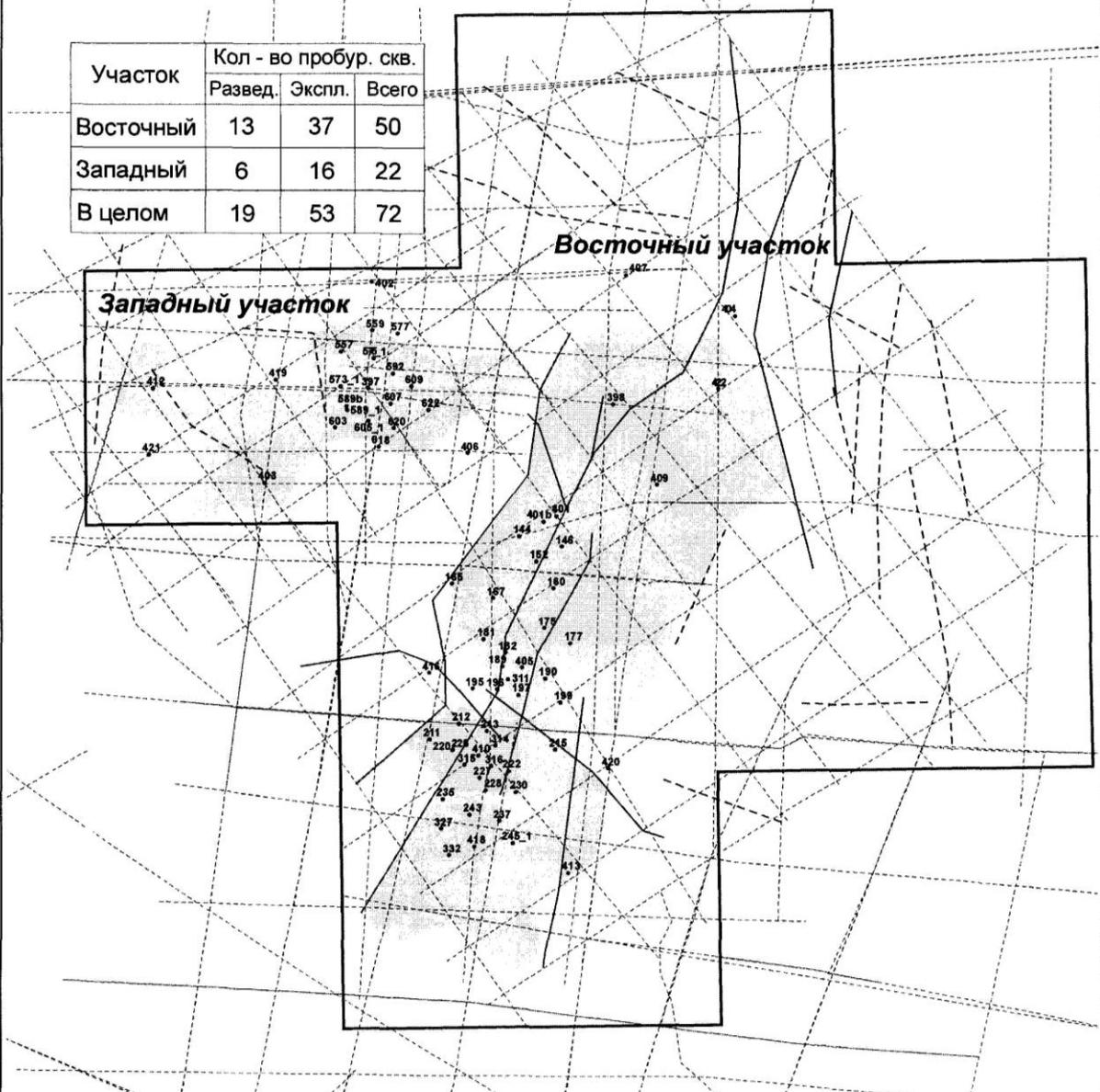
Все породы заметно метаморфизованные, дислоцированные, с углами наклона до 45 – 90°. Морфология всех структур отличается симметричностью и осложнена многочисленными малоамплитудными разломами, в основном, меридианального, секущего простирания (рис. 1.2). Надежными локальными куполами являются поднятия в районе скважин 401, 402 и 397. Разломы, в большинстве, имеют унаследованное расположение, прослеживается их затухание вверх по разрезу.

Геологический разрез Южного месторождения представлен мощной толщей мезо-кайнозойского осадочного чехла и пород палеозойского складчатого фундамента. Вскрыт скважиной 396 на глубине порядка 3000 м. Осадочный чехол включает отложения юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

Юрские отложения несогласно залегают на породах фундамента и представлены двумя отделами, верхним и средним. Верхний отдел представлен морскими и прибрежно-морскими осадками позднеюрского и берриасского возрастов. По результатам сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения скважин, нефтеносность на Южном месторождении установлена в верхнеюрских отложениях васюганской свиты и в нижнемеловых отложениях мегионской свиты.

Общая длина сеймопрофилей 2Д по лицензионному участку - 744 пог.км
 Плотность сейсмической изученности по лицензионному участку - 2,4 км/км²

Участок	Кол - во пробур. скв.		
	Развед.	Экспл.	Всего
Восточный	13	37	50
Западный	6	16	22
В целом	19	53	72



Условные обозначения:

- - скважины разведочные, эксплуат.
- - месторождения углеводородов
- - сейсмические профили
- — — — — тectонические разломы
- - - - - предполагаемые тект. нарушения
- + - граница лицензионного участка

По материалам пересчета запасов, ОАО "СибНАЦ", 2003г.

Рис. 1.2. Карта изученности сейморазведкой и бурением скважин пласта ЮВ1 Южного месторождения

Анализ результатов трассерных исследований на объекте ЮВ₁ в 2003 году

Для проведения опытно-промышленных работ по закачке искусственных индикаторов были выбраны два участка в восточной части объекта ЮВ₁ Южного месторождения – участки со скважиной 190 и 220.

Интерпретация результатов закачки трассера в скважину 190

Работы начаты 11.03.2003 года закачкой трассера в скважину 190. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 14 МПа и приемистости 320 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора РА от скважины 190 представлена на рис. 1.3.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 14 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 190 показывает, что из исследуемых 14 скважин в 11 из них обнаружены поступления трассера в течение 1,06 – 474,57 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 190 до этих скважин колеблются от 700 до 4125 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 11 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,7 – 2051,9 м/ч. Пробы жидкости в большинстве случаев представляют собой эмульсии. Образование эмульсий предполагается за счет турбулентного движения нефти и закачиваемой воды по каналам низкого фильтрационного сопротивления.

Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвленной сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления – НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объем каналов НФС в пласте от скважины 190 невелик и составляет 334,8 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 7,1 – 84,6 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 347 – 27815 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от одного до двенадцати).

Этот факт свидетельствует о том, что трассирующий агент продвигается не по одному, а по нескольким каналам НФС, которые отличаются протяженностью, объемом и проницаемостью. Два пика подъема концентрации получено в скважине 410. Три пика подъема концентрации получено в скважинах 160, 175, 182, 228. Пять пиков концентрации отмечается в скважине 314. Шесть пиков концентрации отмечается в скважине 197. Семь пиков концентрации отмечается в скважине 401б. Восемь пиков концентрации отмечается в скважине 243. Десять пиков концентрации отмечается в скважине 332. В скважине 316 прослеживается двенадцать экс-

тремумов концентрации. В скважине 167 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается. Данными исследованиями показано наличие обширно-разветвленной и гидродинамически связанной системы каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС).

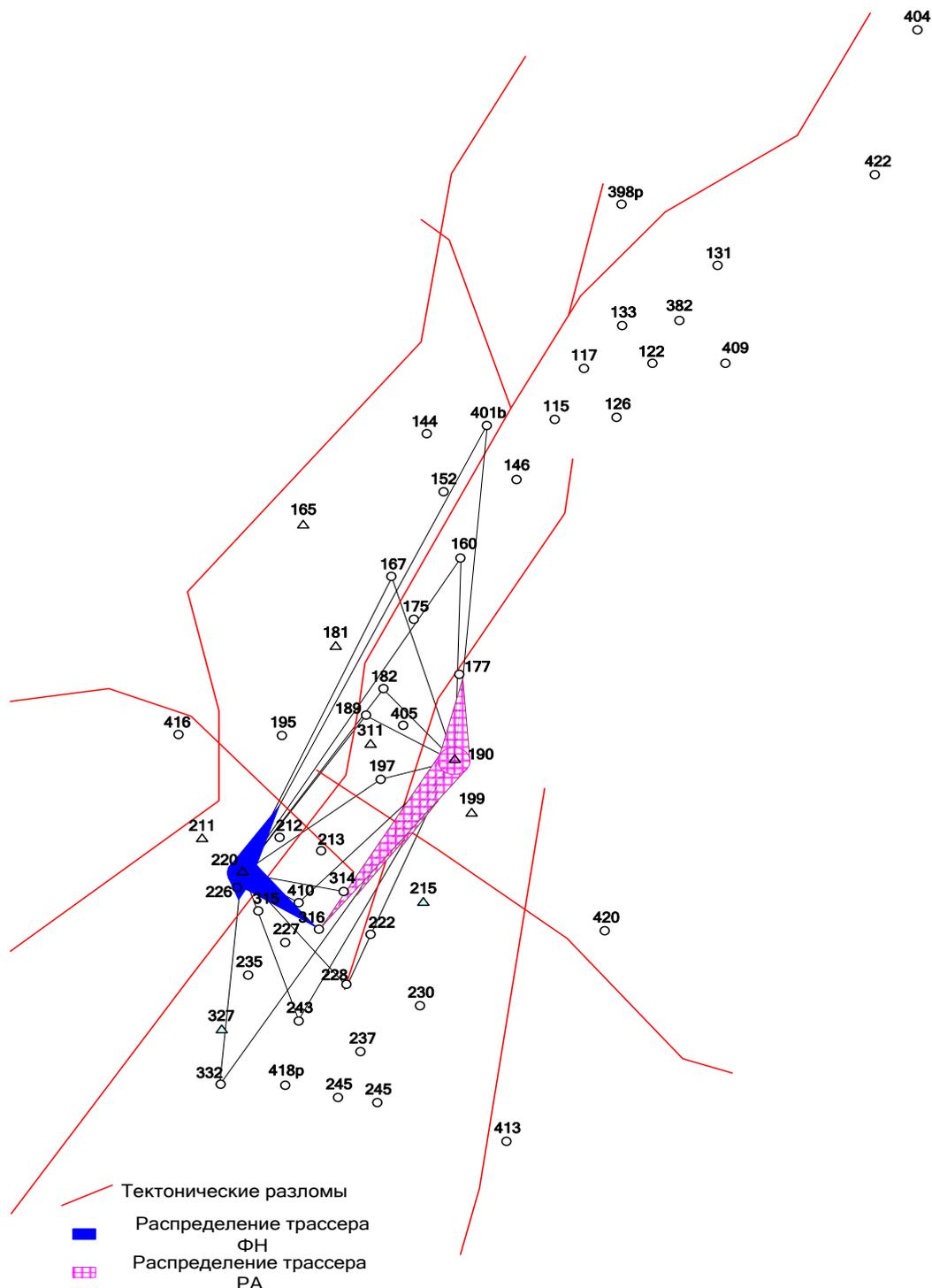


Рис. 1.3. Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения трассеров по пласту ЮВ₁ Южного месторождения

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 190, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: на север и на юго-запад.

Интерпретация результатов закачки трассера в скважину 220

Работы по закачке трассера в скважину 220 начаты 11.03.2003 года. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 20 МПа и приемистости 280 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора ФН от скважины 220 представлена на рис. 1.3.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 14 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 220 показывает, что из исследуемых 14 скважин в 11 из них обнаружены поступления трассера в течение 3,83 – 453,78 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 220 до этих скважин колеблются от 550 до 5450 м. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 11 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,9 – 584,8 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 1,3 – 16,58 м*МПа/ч. Объем каналов НФС в пласте от скважины 220 невелик и составляет 277,8 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 2,5 – 69,2 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 109,2 – 13793,9 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН – от одного до девяти). Один пик подъема концентрации получен в скважинах 175, 228, 410. Два пика подъема концентрации получено в скважинах 160, 182. Три пика подъема концентрации получено в скважинах 401б, 243, 314. Четыре пика концентрации отмечается в скважинах 197, 332. В скважине 316 прослеживается девять экстремумов концентрации. В скважине 167 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается. Данными исследованиями показано наличие обширно-разветвленной и гидродинамически связанной системы каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС).

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 220, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: на северо-запад и на юго-восток.

***Анализ результатов трассерных исследований на объекте ЮВ₁
в 2005 году. Интерпретация результатов закачки трассера
в скважину 181***

Опытно-промышленные работы начаты 27.05.2005 года закачкой трассера в скважину 181. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 13 МПа и приемистости 385 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора РА от скважины 181 представлена на рисунке 1.4.

Оценка проб жидкости на присутствие трассера РА проводилась по 17 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 181 показывает, что из исследуемых 17 скважин в 16 из них обнаружены поступления трассера в течение 1,08 – 546,5 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 181 до этих скважин колеблются от 575 до 4800 м. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 16 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,05 – 2638,8 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 0,74 – 75,40 м*МПа/ч. Объем каналов НФС в пласте от скважины 181 невелик и составляет 640,75 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 2,20 – 118,81 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 84,5 – 32812,3 мкм². Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от одного до двенадцати). Один пик подъема концентрации трассера получен в скважинах 175 и 418Р. Два пика подъема концентрации получено в скважинах 146 и 228. Три пика подъема концентрации получено в скважине 410. Четыре пика подъема концентрации трассера получено в скважинах 235 и 243. Пять пиков концентрации отмечается в скважине 401Б. Восемь пиков концентрации отмечается в скважине 316. Девять пиков концентрации отмечается в скважине 398Р. Десять пиков концентрации отмечается в скважинах 126, 152, 314. Одиннадцать пиков концентрации отмечается в скважине 182. В скважинах 160 и 197 прослеживается двенадцать экстремумов концентрации. В скважине 144 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 181, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: на северо-восток и на юг.

Интерпретация результатов закачки трассера в скважину 327

Опытно-промышленные работы начаты 27.05.2005 года закачкой трассера в скважину 327. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 19,0 МПа и приемистости 195 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора ФН от скважины 327 представлена на рис. 1.4.

Оценка проб жидкости на присутствие трассера ФН проводилась по 17 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 327 показывает, что из исследуемых 17 скважин в 16 из них обнаружены поступления трассера в течение 1 – 570,5 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 327 до этих скважин колеблются от 675 до 7750 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 16 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 3,34 – 6275 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 1,35 – 162,44 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 327 невелик и составляет 172,8 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 0,57 – 31,91 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 88,2 – 155566,8 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН – от одного до двенадцати).

Один пик подъема концентрации получен в скважинах 175, 418Р. Два пика подъема концентрации получено в скважинах 243 и 401Б. Три пика подъема концентрации получено в скважине 146. Четыре пика концентрации отмечается в скважине 235. Пять пиков концентрации отмечается в скважине 410. Семь пиков концентрации отмечается в скважинах 314 и 398Р. Десять пиков концентрации отмечается в скважинах 197 и 316. Одиннадцать пиков концентрации отмечается в скважинах 126 и 152. В скважинах 160 и 182 прослеживается двенадцать экстремумов концентрации. В скважине 144 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается. Данными исследованиями показано наличие обширно-разветвленной и гидродинамически связанной системы каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС).

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 327, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в одном направлении – северном, вдоль тектонического разлома.

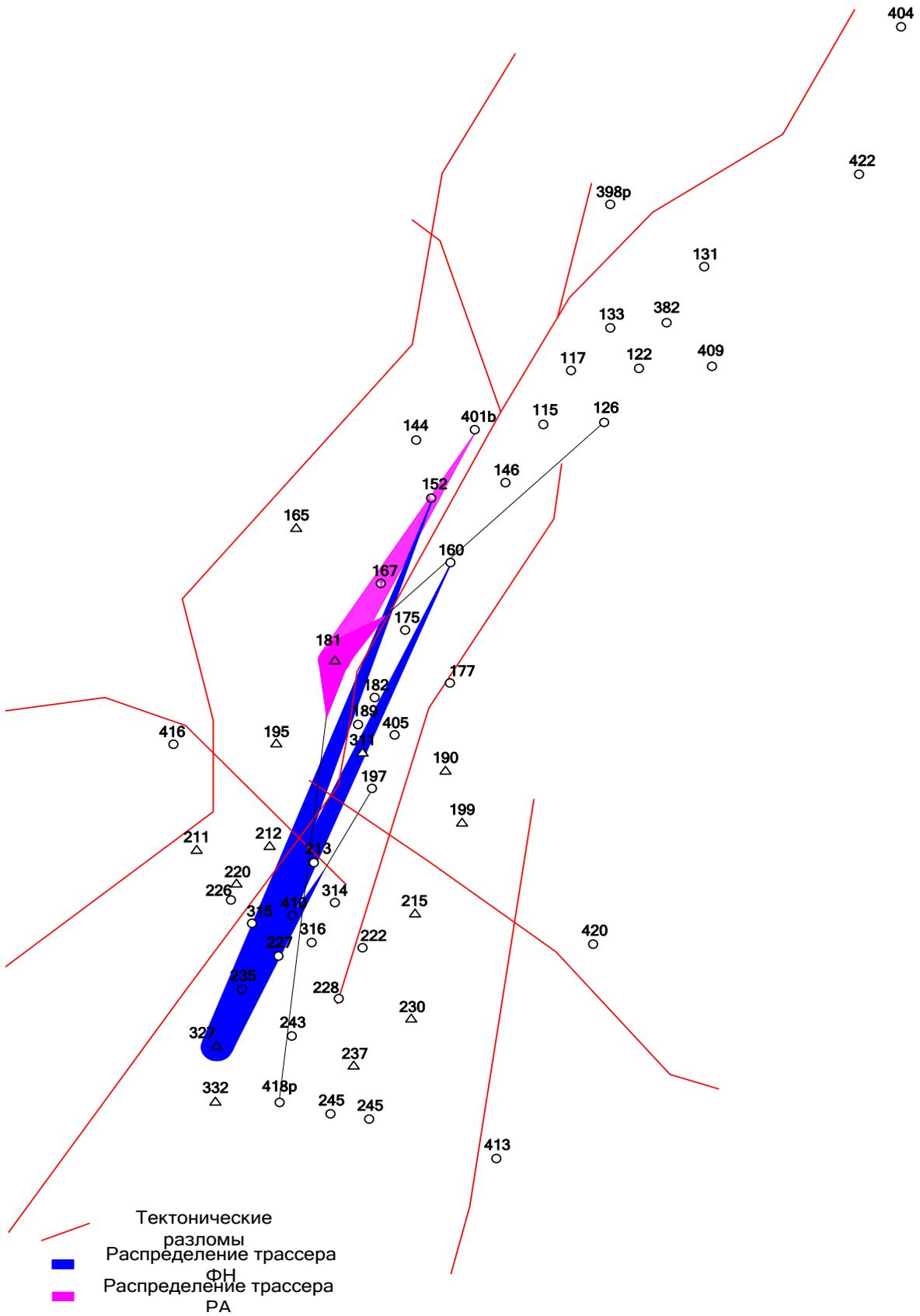


Рис. 1.4. Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения трассеров по пласту ЮВ₁ Южного месторождения

Сравнение трассерных исследований, проведенных в 2003 году и в 2005 году

Сравнение трассерных исследований, проведенных в 2003 году и в 2005 году (табл. 1.2), показывает увеличение объемов каналов НФС. Если средний объем каналов НФС в 2003 году от скважины 190 (334,8) и 220 (277,8) оценивался величиной 306,29 при обводненности продукции 8,4 %, то в 2005 году от скважины 327 (172,8) и 181 (640,75) эта величина достигла значения 406,77 м³ при обводнении 16,6 %. То есть с увеличением обводненности продукции увеличивается объем каналов НФС за счет техногенного воздействия. В качестве дополнительных факторов для этого утверждения проанализированы средние скорости фильтрации по каналам НФС, их раскрытость (диаметр) и проницаемость.

Таблица 1.2

Сравнение трассерных исследований Южного месторождения

Параметр	2003 г.			2005 г.		
	Скв. 190	Скв. 220	среднее значение	Скв. 327	Скв. 181	среднее значение
Средняя скорость фильтрации, м/ч	398,4	214,4	306,4	1201,7	341,5	771,6
Проницаемость каналов НФС, мкм ²	78033	35961,3	56997,17	475221	81003,6	278112,31
Объем каналов НФС, м ³	334,8	277,8	306,29	172,8	640,75	406,77
Непроизводительная закачка воды, %	3,7	0,8	2,25	3,7	14,3	9

Средняя скорость фильтрации по каналам НФС увеличилась в 2,5 раза, при этом количество добывающих скважин, в которых обнаружен трассирующий агент, возросло с 12 до 16 (на 33 %). Оценочные расчеты непроизводительной закачки воды, фильтрующейся по каналам, не совершающей работы на нефтевытеснение, возросло в среднем с 2,25 % до 9 %. Средняя фазовая проницаемость по воде каналов НФС возросла в 4,8 раза, это требует срочных мер по уменьшению их влияния на процесс разработки.

В результате полученных данных следует сделать вывод о том, что тектонические разломы пласта ЮВ₁ являются проводящими и это необходимо учитывать при дальнейшей разработке месторождения: в частности – при проектировании методов повышения нефтеотдачи, при расположении нагнетательных скважин – их следует располагать в центре блоков (т.к. расположение нагнетательных скважин вблизи разломов не рационально) [19].

1.2.3 Анализ результатов трассерных исследований на объекте ЮВ₁ Кирско-Коттынского месторождения

Интерпретация результатов закачки трассера в скважину 161

Опытно-промышленные работы начаты 22.07.04 года закачкой трассера в скважину 161. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при забойном давлении нагнетания 16,0 МПа и приемистости 260 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора ФН от скважины 161 представлена на рис. 1.5.

Оценка проб жидкости на присутствие трассера ФН проводилась по 92 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 161 показывает, что из исследуемых 92 скважин в 69 из них обнаружены поступления трассера в течение 1,1 – 788,4 часа с момента его закачки.

Расстояния от скважины 161 до этих скважин колеблются от 375 до 4587,5 м. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 69 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,9 – 1939,9 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 0,17 – 149,06 м*МПа/ч. Пробы жидкости в некоторых случаях представляют собой эмульсии. Образование эмульсий предполагается за счет турбулентного движения нефти и закачиваемой воды по каналам низкого фильтрационного сопротивления.

Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвленной сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления – НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объем каналов НФС в пласте от скважины 161 невелик и составляет 169,15 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 0,2 – 8,97 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 0,79 – 3876,02 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН – от одного до семи).

Этот факт свидетельствует, что трассирующий агент продвигается не по одному, а по нескольким каналам НФС, которые отличаются протяженностью, объемом и проницаемостью. Один пик подъема концентрации получен в скважинах: 131, 137, 139, 140, 141, 149, 150, 151, 172, 192, 202, 243, 516, 518. Два пика подъема концентрации получено в скважинах: 116, 126, 142, 152, 154, 162, 184, 197, 214, 216БИС, 252, 253, 524, 585, 587. Три пика подъема концентрации получено в скважинах: 186, 188, 189, 210, 228, 237, 249, 257. Пять пиков подъема концентрации отмечается в скважинах:

4КОТ, 180, 213, 236, 561, 584. Шесть пиков подъема концентрации получено в скважинах: 254, 541, 565. Семь пиков подъема концентрации получено в скважинах: 120, 135, 251, 553, 558. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается. Данными исследованиями показано наличие обширно-разветвленной и гидродинамически связанной системы каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС).

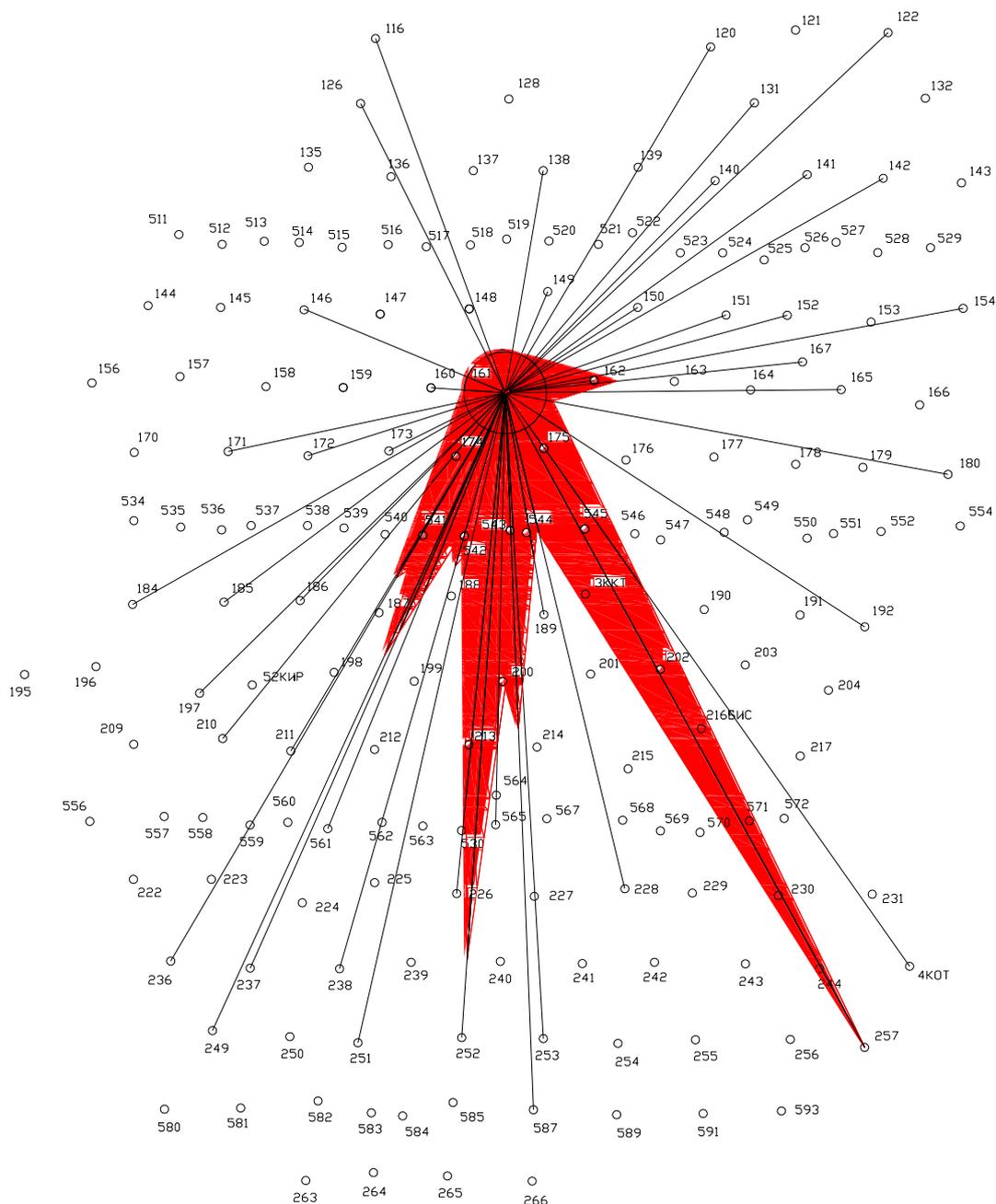


Рис. 1.5. Роза-диаграмма приведенных скоростей продвижения трассера ФН от скважины 161 по пласту ЮВ₁ Кирско-Коттынского месторождения

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 161, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента и, соответственно, фильтрационных потоков в южном направлении.

Интерпретация результатов закачки трассера в скважину 200

Опытно-промышленные работы начаты 22.07.04 года закачкой трассера в скважину 200. Через нагнетательную скважину в пласт ЮВ₁ ввели 20 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 1,5 г/л при забойном давлении нагнетания 15,0 МПа и приемистости 290 м³/сут.

Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора РА от скважины 200 представлена на рис. 1.6.

Оценка проб жидкости на присутствие трассера РА проводилась по 92 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 200 показывает, что из исследуемых 92 скважин в 67 из них обнаружены поступления трассера в течение 3,07 – 791,1 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 200 до этих скважин колеблются от 290 до 4525 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 67 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,47 – 891,8 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 0,24 – 46,51 м*МПа/ч. Пробы жидкости в некоторых случаях представляют собой эмульсии.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 200 невелик и составляет 514 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 0,28 – 30,8 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 0,3 – 693,7 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от одного до восьми). Один пик подъема концентрации получен в скважинах: 131, 139, 140, 141, 149, 150, 151, 152, 162, 192, 202, 243, 252, 265, 253, 516, 518, 585 и 591. Два пика подъема концентрации получено в скважинах: 137, 154, 197, 214, 249, 524, 570. Три пика подъема концентрации получено в скважинах: 138, 210, 237. Четыре пика подъема концентрации отмечается в скважинах: 116, 126, 167, 226, 238, 257. Пять пиков подъема концентрации отмечается в скважинах: 174, 184, 185, 186, 189, 211, 216БИС, 228, 251, 254 и 587. Шесть пиков подъема концентрации получено в скважинах: 142, 146, 171, 173, 236, 512, 522, 561. Семь пиков подъема концентрации получено в скважинах: 4КОТ, 120, 122, 160, 188, 213, 541, 558, 584. Восемь пиков подъема концентрации получено в скважинах: 135, 180, 553. Чем больше отмечается экстремумов концентрации трассера, тем больше задействовано каналов НФС, по которым он продвигается. Данными исследованиями показано наличие обширно-

разветвленной и гидродинамически связанной системы каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС).

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 200, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента и, соответственно, фильтрационных потоков в двух взаимно перпендикулярных направлениях: с юго-запада на северо-восток и с юго-востока на северо-запад [20].

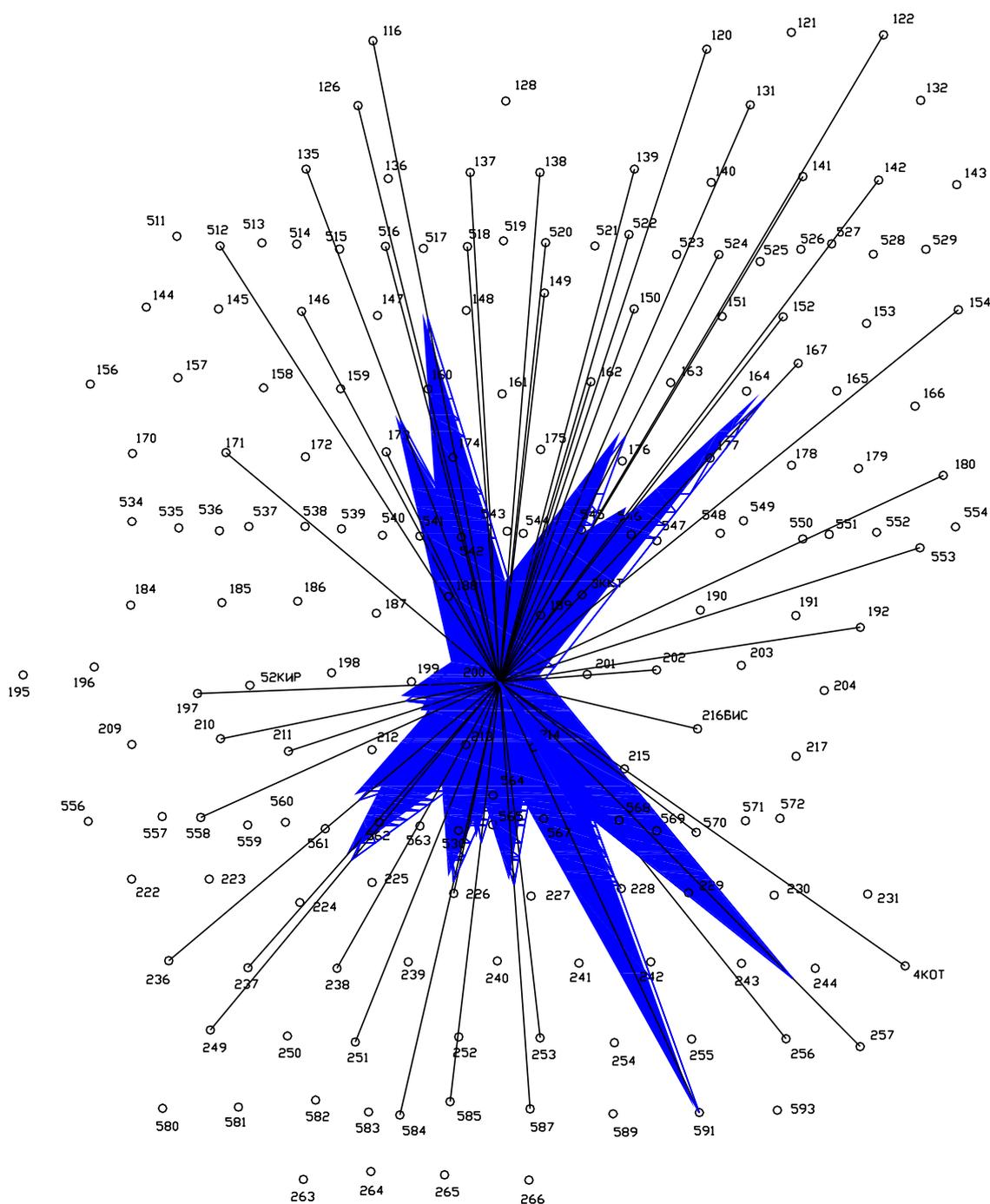


Рис. 1.6. Роза-диаграмма приведенных скоростей продвижения трассера ФН от скважины 200 по пласту ЮВ₁ Кирско-Коттынского месторождения

1.2.4. Анализ результатов трассерных исследований на объекте ПК₁₉ Ван-Еганского месторождения

Опытно-промышленные работы начаты 04.08.2001 года закачкой трассера в скважину 702. Через нагнетательную скважину в пласт ПК₁₉ ввели 6 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 6 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 9,4 МПа и приемистости 100 м³/сут.

Оценка проб жидкости на присутствие трассера РА проводилась по 5 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 702 показывает, что из исследуемых 5 скважин в 5 из них обнаружены поступления трассера в течение 5,66 – 581 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 702 до этих скважин колеблются от 265 до 850 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 5 скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,8 – 80,4 м/ч. Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором РА, значительно превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведенные скорости находятся в интервале 0,08 – 4,02 м*МПа/ч. Объем каналов НФС в пласте от скважины 702 невелик и составляет 221,8 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 8,3 – 104,9 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 782 – 48110 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от одного до шести). Данными исследованиями показано наличие обширно-разветвленной и гидродинамически связанной системой каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением (НФС) [21].

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 702, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: на северо-запад и юго-запад (рис. 1.7).

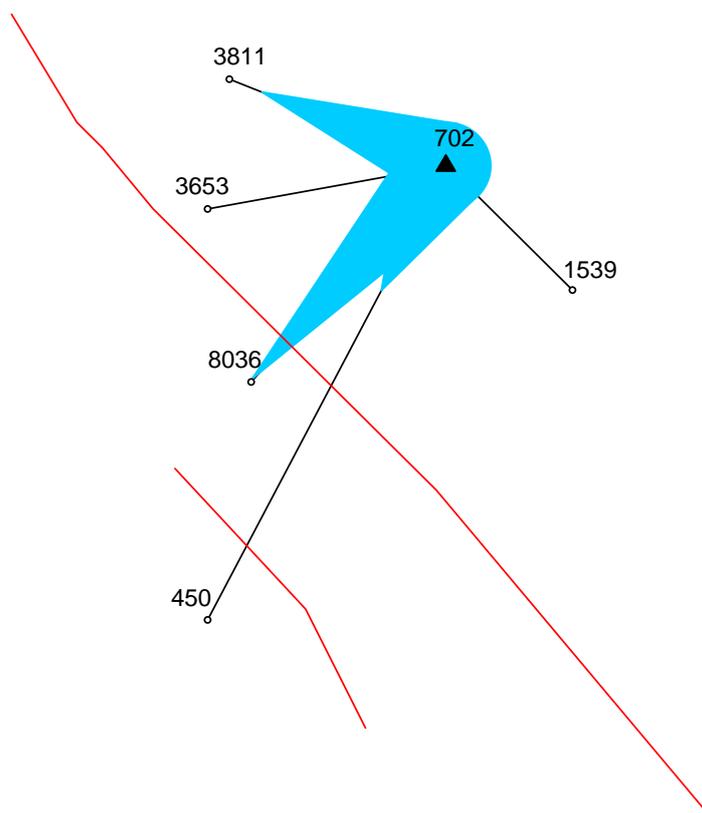


Рис. 1.7. Роза-диаграмма приведенных скоростей продвижения трассера роданистого аммония от скважины 702 по пласту ПК19 Ван-Еганского месторождения

2. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ, ИМЕЮЩИХ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ

В основном только наличием большой поверхности фильтрации можно объяснить длительное поступление в пласт через нагнетательные скважины тех объемов воды, которые фактически закачиваются в процессе заводнения. Такой поверхностью обладают только трещины. К примеру, вертикальная трещина длиной 100 м, секущая пласт толщиной 10 м, имеет поверхность стенок 2000 м^2 . Симметричная по отношению к скважине круговая трещина радиусом 100 м имеет площадь поверхности 60000 м^2 . (Для сравнения, поверхность стенок скважины диаметром 200 мм при той же толщине пласта равна около 6 м^2) [4].

Наличие естественных трещин в нефтегазосодержащих породах подтверждается визуальными наблюдениями в выходах и шахтах, фототелеметрированием забоев скважин, исследованиями с помощью индикаторов, данными по гидроразрыву пласта. О возможности раскрытия естественных трещин и образования новых при воздействии на пласт давлением жидкости свидетельствует многолетняя промысловая практика.

Проблема трещиноватости горных пород имеет более чем вековую историю. Ее предыстория относится к концу XVIII века и связывают ее с именем А.Г. Вернера. Трещиноватостью занимались многие исследователи, среди которых следует особо отметить Г.И. Клооса, Е.Е. Крекиса, Н.И. Кригера, В.В. Белоусова, Г.И. Баренблатта, С.Н. Журкова, Ю.П. Желтова, Е.М. Смехова, А.М. Овчинникова, Н.В. Хераскова, А.В. Пэка, Е.Н. Перманова, М.В. Гзовского, О.И. Гущенко, Р.И. Медведского, К. Терцаги, М.В. Раца, С.Н. Чернышева и др. Проблеме трещиноватости горных пород, представленных как карбонатными, так и терригенными отложениями, также посвящено большое количество работ авторов: К.Б. Аширова, Л.П. Гмид, В.Н. Калачевой, Л.Д. Кноринг, А. С. Новиковой и многих других исследователей.

Большим толчком для развития данного направления послужили интенсивные поиски залежей нефти и газа в 60 – 70 годы прошлого века во многих районах нашей страны. Этому периоду принадлежит большое количество публикаций, в которых все большее внимание уделяется изучению трещиноватости в керне скважин. Образование тектонической трещиноватости является своеобразным индикатором деформационных процессов в породах, где она представляет ту часть широкого спектра внутренних преобразований, которая позволяет расшифровать их природу в целом.

2.1. Трещиноватость продуктивных пластов

Изучение геологии трещиноватых пластов требует изучения зависимости процесса трещинообразования от геологических процессов, которые происходили в то же время. Для этого необходима разработка теории трещинообразования и обоснованной диагностики характерных признаков трещинного коллектора. Трещиноватость горных пород имеет в основном тектоническое происхождение, развиваясь при складкообразовании или в связи с образованием разломов и обособлением отдельных блоков. Иногда она может быть обусловлена различными в разных зонах скоростями диагнеза и литификации осадков.

Необходимо отметить, что оценка трещиноватости является намного более сложной проблемой, чем оценка пористости и проницаемости типичного порового коллектора. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств. Отсюда характеристики трещиноватости (результаты трещинообразования), такие как раскрытость трещин, их размер, распределение, ориентация и т. д., будут связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания (давлением вышележащих пород), литологией, толщиной пласта и т. д. [22].

Чтобы разработать обоснованную геологическую модель трещинного коллектора, были детально рассмотрены различные геологические условия и сам процесс трещинообразования.

Согласно разным точкам зрения, можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала. Процессом, в результате которого происходит потеря сцепления данного материала (породы), является разрыв, следовательно, трещина представляет собой результат разрывного нарушения. В общем случае трещина, по которой отмечается относительное смещение пород, может классифицироваться как разлом или нарушение, в то время как трещина, по которой не наблюдается заметных смещений, может классифицироваться как просто трещина или макротрещина (рис. 2.1. а, б).

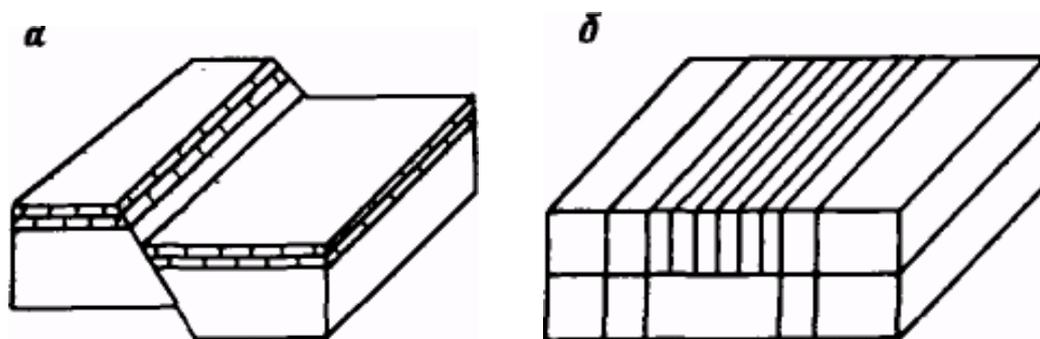


Рис. 2.1. Схематическое изображение сброса (а) и трещин без смещения пластов (б)

Трещина также может быть определена в более широком смысле как следствие нарушения сплошности пласта. В этом случае породы разбиты на блоки трещинами, разломами, разрывами и плоскостями. Ссылаясь на определение разрыва как потерю сцепления материала вдоль плоскостей, которые разделяют породу на отдельные части, необходимо отметить, что при распространении этого объяснения на осадочные породы земной коры можно встретиться с определенными трудностями [23]. Это связано, прежде всего, с тем, что в развитии трещиноватости пластов горных пород исключительно важную роль играет геологическая обстановка.

Так, если из трех пластов *a*, *б*, *в* (рис. 2.2) пласт *б* может растрескиваться при меньших напряжениях, чем пласты *a* и *в*, то, очевидно, что, когда в пласте *б* образуются многочисленные трещины, пласты *a* и *в* могут оставаться целыми, выдерживая действующие напряжения. И хотя в этом случае единичный пласт *б* подвергается растрескиванию, вся эта пачка осадочных пород не будет считаться трещиноватой.

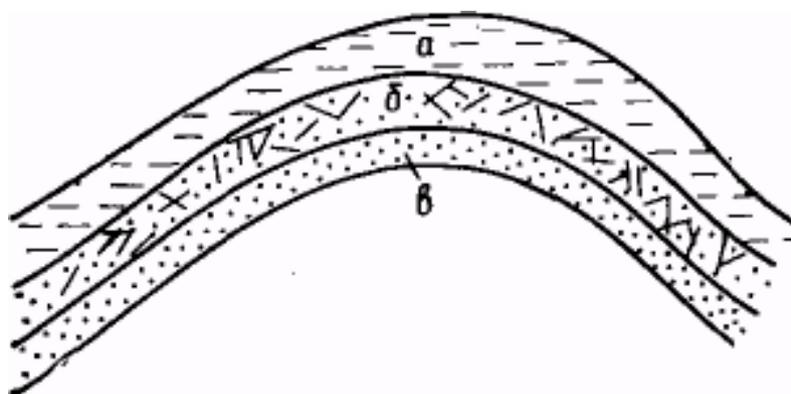


Рис. 2.2. Нетрещиноватые слои *a*, *в* и трещиноватый слой *б* между ними

Изучение трещиноватых пластов показало, что трещинные коллекторы наиболее вероятны в хрупких породах с низкой пористостью, залегающих в областях, где проявлялись благоприятные с точки зрения растрескивания тектонические подвижки [23]. Образующиеся в таких условиях крупные очень большой протяженностью трещины называются макротрещинами. Если порода менее хрупкая и имеет высокую межгранулярную пористость, трещины характеризуются в основном ограниченной протяженностью и относительно небольшой раскрытостью и поэтому называются микротрещинами или трещинами разрыва.

Трещины, образовавшиеся в результате действия напряжений и уменьшения сцепления между частицами породы, могут быть связаны с различными геологическими условиями [22], такими как:

а) деформация пород в случае образования складок или дизъюнктивных нарушений;

б) глубокая эрозия перекрывающих пород, которая вызывает неодинаковые напряжения по ослабленным плоскостям;

в) сокращение объема породы в результате потери воды, содержащейся в глинистых сланцах или глинистых песчаниках;

г) уменьшение объема при изменении температуры в изверженных породах.

По данным авторов [24, 25, 26, 27], в платформенных условиях в основном развиты трещины, перпендикулярные и наклонные по отношению к слоистости пород. Горизонтальные трещины имеют подчиненное значение. Нетектонические (литогенетические) трещины не имеют определенной ориентировки, характеризуются малой протяженностью и обычно заполнены вторичными материалами.

Тектонические трещины имеют значительную протяженность и объединяются в одну или несколько определенным образом ориентированных систем. В каждой системе трещины имеют два основных направления, пересекающиеся обычно под углом $70 - 90^\circ$. Трещинам относительно большей раскрытости сопутствуют более мелкие трещины и системы микротрещин (к микротрещинам условно относят трещины с раскрытостью менее $0,1$ мм).

Так, в работе [27] обобщаются данные о трещиноватости пород, выявленной в обнажениях Подмосковья, Поволжья, Прибалтики. Автором показано, что карбонатные породы равномерно рассечены трещинами, перпендикулярными слоистости. Трещины располагаются параллельными рядами, пересекающимися друг с другом под углом близким к прямому. Песчаники разбиты перпендикулярными или наклонными трещинами (последние встречаются чаще). Следует отметить, что в карбонатных породах трещины являются одним из элементов совокупности вторичных пустот: каверн, стилолитов, вторичных пор.

Данные о трещиноватости песчаников пласта Ярегского месторождения приведены в работе П.М. Усачева, Н.П. Лесик [28]. Трещины в основном локализируются в пределах однородного по прочности слоя, разбивая его на крупные блоки. Для тектонических трещин выявлено два преимущественных направления под углом около 85° друг к другу. Раскрытость серии выявленных трещин, параллельных одной из основных линий разломов, изменяется от 20 до $2 - 3$ мм. Между этими трещинами выделяется целая серия параллельных микротрещин. Часть трещин заполнена глинистым материалом. В пласте отмечены и отдельные межслойные тектонические трещины между аргиллитом и песчаником в зоне пересечения крупных тектонических вертикальных трещин.

Аналогичная закономерность установлена и по многим районам США. Например, выявлены трещины, ориентированные параллельно региональному разлому, и другой ряд — параллельно нормально секущим трещинам [29].

Трещины, секущие слои различного вещественного состава, называются трещинами первого порядка, а ограниченные слоями одного литологического состава — второго порядка. Первые встречаются значительно реже вторых и вероятность вскрытия их скважинами низкая.

Густота трещин второго порядка в породах различного литологического состава определяется их прочностными характеристиками. В общем случае выявлена приведенная ниже последовательность возрастания прочности пород или убывания густоты трещин: аргиллит, мергель, алевролит, доломит, известняк, песчаник, конгломерат [26].

2.2. Роль разломов при формировании залежи

Говоря о разломах, имеются в виду линейные структуры земной коры, обладающие большой подвижностью. В их пределах жесткая кора разбита многочисленными трещинами, что создает своеобразную зону дробления. Блоки земной коры, разделенные такой сильно раздробленной зоной, получают возможность относительно свободно перемещаться вверх, вниз, вбок, реагируя на глубинные явления недр. Такие разломы называют региональными: их протяженность сотни, а иногда и тысячи км при ширине 2 км и более. Если региональные разломы уходят своими корнями в мантию Земли, достигая глубин 10000 км, то их называют глубинными.

Идея о существовании в земной коре крупных зон разломов впервые была облечена в научную концепцию американским геологом У. Хоббсом (905 – 911 гг.). Долгое время эти идеи не находили широкого распространения, лишь в послевоенные годы (1945 год) советским академиком А.В. Пейве была доказана огромная роль, которую играют глубинные разломы не только в развитии земной коры, но и в формировании месторождений целого ряда полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Необходимо отметить, что в период накопления осадочных пород разломы могут проявляться различно: одни «живут» в течение всего этого времени (разломы непрерывного развития), другие проявляются эпизодически, третьи – отдельными, но довольно интенсивными импульсами (возрожденные разломы). Наибольший интерес представляют первая и последняя категории разломов, оказывающих диаметрально противоположное влияние на формирование месторождений нефти и газа.

Наиболее отчетливо сказывается влияние региональных разломов на образование антиклиналей. Это понятно, ведь зона разлома состоит из многочисленных мелких блоков, которые облекаются рыхлыми осадками. Если разломы «живут», то подвижки мелких блоков периодически возобновляются, что и приводит в конечном итоге к росту антиклинальных структур. Кроме того, само разнонаправленное движение крупных блоков земной коры, разделенных разломом, приводит к антиклинальному изгибу пластов. Все это создает зону повышенного смятия осадочных пород вдоль

регионального разлома. Поэтому в зоне разлома шириной до 30 км количество структур возрастает в 3 – 4 раза. Здесь же увеличивается во много раз вероятность обнаружения крупных антиклиналей.

Влияние разломов на формирование ловушек для нефти и газа не ограничивается только их воздействием на антиклинальные структуры. Определенную роль играют они и при возникновении ловушек неструктурного типа. Вдоль долгоживущих разломов происходит выклинивание многих горизонтов осадочного чехла, в головных частях которых могут создаваться благоприятные условия для накопления нефти и газа. Подвижки по разломам способствуют созданию зон стратиграфического срезания, что в конечном счете также может привести к образованию залежи стратиграфического типа.

Таким образом, зоны разломов по ряду особенностей своего строения и развития благоприятны для возникновения самых различных ловушек. Это не означает, что во внеразломных областях невозможно образование зон стратиграфического или литологического выклинивания. Но в зонах разломов они чаще встречаются и обладают более высоким качеством. Выявить такие ловушки гораздо труднее, чем обнаружить антиклинальную складку.

Важное влияние оказывают разломы на коллекторские свойства горных пород. Как правило, динамические нагрузки, возникающие в зонах разломов, приводят к растрескиванию пород, возникновению сложной взаимосвязанной системы макро – и микротрещин. В большей степени это сказывается на таких крепких, но хрупких породах, как известняк, доломит, ангидрит, гипс. Первичная пористость этих пород не превышает 5 – 10 %, а проницаемость практически равна нулю. В таком виде они не могут быть коллекторами и выполняют роль покрышек. Системы трещин резко улучшают их коллекторские свойства.

Возникновение тектонических трещин в зонах разломов происходит даже в песчаниках. Немаловажным фактором при формировании залежей нефти и газа является миграция углеводородов. Чаще всего они растворены в воде. Движение подземных вод определяется положением пьезомаксимумов и пьезоминимумов, последние часто возникают в зонах разломов. Подвижки по разломам нарушают герметичность покрышек из-за многочисленных трещин. Даже пластичные глины в зоне активного разлома теряют свои экранирующие свойства и начинают пропускать флюиды. Последние обычно стремятся вырваться из недр наверх, происходит переток подземных вод с растворенными УВ из нижних комплексов в верхние.

В этих местах и возникают пьезоминимумы. К ним из областей большего давления устремляются подземные воды, неся в себе растворенные УВ, активизируется боковая миграция внутри одного резервуара. Разломы как бы подтягивают, «подсасывают» к себе подземные воды. Пьезоминимумы служат своеобразными окнами, через которые воды попадают в верхние пласты-коллекторы, минуя по трещинам покрышку. Происходит

вертикальная миграция. В новых условиях пластовое давление обычно ниже, это влечет за собой снижение растворяющей способности воды: из нее выделяются в свободную фазу углеводородов (УВ). Следовательно, по зонам активных разломов, как по каналам, устремляются вверх до первой ненарушенной покрышки флюиды воды, нефти и газа. Исследования, проведенные в Московском институте нефти и газа им. И.М. Губкина, выявили диаметрально противоположное влияние разломов на процесс формирования месторождений нефти и газа. Наиболее благоприятное воздействие оказывают разломы непрерывного развития. Возрожденные, наоборот, способствуют разрушению залежей.

В зоне разлома происходит ступенчатая миграция УВ. Перетекая в верхние комплексы осадочных пород, флюиды нефти и газа ступенчато приближаются к поверхности, удаляясь одновременно от зоны разломов. Поскольку из подземных вод в свободную фазу выпадает в первую очередь нефть, то залежи ее начинают скапливаться непосредственно у зоны разлома. Газ же более подвижен, он мигрирует по вышележащим комплексам, образуя залежи в некотором удалении от разлома. Разлом, таким образом, выполняет роль сепаратора, выделяя из подземной воды флюиды нефти и газа.

Геологическая практика показывает, что разломы непрерывного развития в осадочных отложениях чаще всего образуют односторонний, довольно резкий изгиб пластов, который в ряде мест сопровождается отдельными сбросами – это так называемая флексурно-разрывная зона. Такие разломы сравнительно легко можно установить при проведении уже первых региональных поисковых работ. На огромных территориях, перспективных для обнаружения нефти и газа, мы можем наметить ряд флексурно-разрывных зон для последующего сосредоточения в них детальных поисковых работ на нефть и газ [30].

2.3. Методы определения трещин в породах-коллекторах

2.3.1. Обнаружение трещин по результатам анализа керна

Наличие трещиноватости в породах подтверждается исследованиями керна. Так в качестве одного из примеров можно привести исследования при изучении образцов керна, в частности, в разрезе скважины 3300 Ван-Еганского месторождения (был изучен интервал 2606,5 – 2652,3 м), где отмечаются интервалы с развитой трещиноватостью [31]. Ей подвержены наиболее плотные разности пород. Трещины разноориентированные, преимущественно наклонные, изогнутые, со слабо неровными стенками, открытые, без минерального выполнения. Густота трещин такова, что они разбивают породы на блоки размером 3 – 20 (рис. 2.3, 2.4).



Рис. 2.3. Разноориентированные наклонные трещины в породах турбидитной серии с прослоями известняков глубиной 2636,5 м

В верхней части разреза в отложениях баженовской свиты трещиноватость свойственна как глинистым силицитам, так и известнякам.



Рис. 2.4. Керн, представленный неправильными обломками пород в зоне повышенной трещиноватости, глубиной 2637 м

В кероген-карбонатно-глинисто-кремнистых породах (глинистых силицитах) отмечаются многочисленные горизонтальные трещины, параллельные наслению. Трещины со слабо неровными стенками, открытые,

без минерального выполнения. Густота трещин достигает нескольких десятков на м, поскольку они разбивают породы на плитки толщиной 0,5 – 5 см. (рис. 2.5).

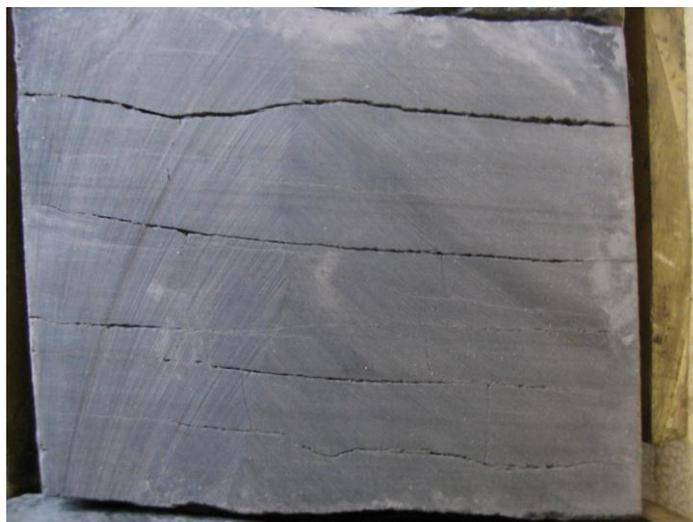


Рис. 2.5. Горизонтальная трещиноватость глинистых силицитов баженовской свиты глубиной 2608,5 м

В известняках основания свиты отмечены трещины трех типов (рис. 2.6-2.8). Все они, по-видимому, имеют тектоническую природу, но относятся к разным генерациям.



Рис. 2.6. Наклонные трещины, выполненные кальцитом, глубиной 2617 м



**Рис. 2.7. Хаотические трещины в известняках баженовской свиты
глубиной 2615,4 м**



**Рис. 2.8. Наклонные трещины, выполненные кальцитом,
глубиной 2615,8 – 2616,0 м**

В основании пачки на глубине 2617 м отмечены крупные трещины, наклонные под углом 45° к оси керны. Они разбивают породу на блоки размером 1 – 5 см. Раскрытие трещин достигало 1 см. Стенки трещин плоские, ровные. Трещины выполнены кальцитом, но в их осевых частях остаются открытые мелкие каверны.

По всему разрезу пачки известняков отмечаются слабозаметные хаотические трещины. Они разделяют блоки размером 1 – 5 см, часто затухают. Стенки трещин неровные изогнутые, их раскрытие составляет сотые доли мм. Минеральное выполнение не отмечено.

На глубине 2615,8 – 2616,0 м порода разбита единичной строго вертикальной трещиной, стенки трещины ровные, плоские.

Выявление трещиноватости на больших глубинах в большинстве случаев связано с определенными трудностями. При наличии трещин в песчанике керн, как правило, разрушается. Из карбонатных пород вынос керна значительно больше, однако образцы с макротрещинами выносятся реже, чем с микротрещинами. Поэтому микротрещиноватость изучена более полно. Тем не менее, имеются довольно интересные данные о трещиноватости пласта по керну. Так, по данным В.А. Регуша [32], в девонских терригенных отложениях Ромашкинского и Елховского месторождений трещинки протяженностью до 10 см приурочены к сильно сцементированным, окварцованным и глинистым алевролитам. В глинистых алевролитах пашийского горизонта наблюдаются вертикальные извилистые трещины раскрытостью 0,05 — 0,12 мм. Трещинки неравномерно заполнены битумом. В крепкосцементированных алевролитах отмечена серия параллельных вертикальных трещинок протяженностью около 5 см. Расстояние между ними 0,5 — 3 см, раскрытость 0,02 — 0,05 мм.

2.3.2. Обнаружение трещин на больших глубинах

В отличие от микротрещин трещины большей раскрытости и протяженности на глубинах залегания продуктивных горизонтов изучены менее полно. Считается, что закономерность развития тектонической трещиноватости, выявленная на поверхности, в значительной мере выдерживается и на глубине. Ценные материалы о густоте и раскрытости трещин дает фотокартаж в скважинах [33, 34].

Основная информация о трещиноватости пород на глубине извлекается из косвенных данных. В частности, трассирование скважин, в которых при бурении наблюдается поглощение бурового раствора (отмечается как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах), а также высокодебитных скважин позволяет выявить направление трещин на структуре. Таким способом получены, например, линии распространения трещин на Калиновско-Новостепановском месторождении [35].

Важную информацию о трещиноватости пластов могут дать результаты освоения и динамика приемистости нагнетательных скважин. При внедрении законтурного заводнения на Туймазинском месторождении в 1949 – 1950 годы был сделан вывод о наличии трещин, соединяющих ствол скважины с пластом в тех скважинах, которые принимают воду в достаточно больших количествах. Об этом писали И.Г. Пермяков,

Ф.С. Абдулин, Ф.И. Котяхов, Г.К. Максимович, Б.Г. Логинов, Ц.Э. Апельцин, Г.Ф. Требин, В.А. Блажевич и др.

Для пород одного литологического состава прочностные характеристики определяются различными факторами, например, типом и содержанием цемента, пористостью, структурой порового пространства и т. д. Чем больше открытая пористость, тем ниже прочностные характеристики пород. Сжимаемость пород, с которой, несомненно, связана раскрытость трещин, также весьма значительно зависит от пористости. Так, по данным Б.И. Тульбовича сжимаемость известняков башкирского возраста Осинского месторождения с пористостью 20% вдвое выше, чем с пористостью 5 – 8%. Поэтому при изменении пластового давления в трещине процессы изменения ее раскрытости в пористой и плотной частях разреза могут протекать различно.

Изучение трещиноватости показало, что в большинстве районов раскрытость трещин на глубине очень низка. Так, по данным ВНИГРИ, 85% трещин имеет раскрытость в пределах 10 – 30 мкм. В частности, аналогичная величина выявлена С.Д. Сумароковым и М.А. Эсмонтович в башкирских отложениях Осинского месторождения. Густота микротрещин на этом месторождении даже в пределах одновозрастных отложений существенно меняется в зависимости от структурно – генетического типа пород. Например, в биоморфных известняках, которые преобладают в разрезе, она составляет 5 – 30, в хемогенных – 13 – 194, в ступковых 16 – 290 ¹/м. Проницаемость микротрещин, определенная по шлифам, в основном равна нескольким милли-дарси, изредка составляет 30 – 70 мкм², т. е. значительно ниже средней проницаемости пористой части коллектора – 150 мкм² [4].

2.3.3. Обнаружение трещин в процессе освоения и эксплуатации скважин

Предположение о наличии трещин основывалось на данных о процессах освоения и эксплуатации нагнетательных скважин. Так, при освоении многие скважины начинали принимать воду только после проведения на них гидроразрыва пласта.

В статье Ф.С. Абдулина [36] указывается, что успех освоения нагнетательных скважин на Туймазинском месторождении определялся степенью трещиноватости коллектора. Считалось, что в скважинах, которые осваивались сравнительно легко и имели длительное время стабильную приемистость, имелась развитая система трещин. Скважины же, в призабойной зоне которых трещины отсутствовали или были слабо развиты, не осваивались, а если осваивались, то имели быстро затухающую приемистость. Наличием или отсутствием естественной трещиноватости объясняются также различные давления разрыва пласта. Еще более убедительными являются данные о длительной работе нагнетательных скважин [37].

Процесс заводнения осуществляется на многих месторождениях Урало-Поволжья более 20 лет. При этом в скважины закачаны большие объемы воды, содержащие гидроокислы железа и механические примеси. Есть факты закачки очень загрязненной воды в паводковый период. Естественно ожидать, что при фильтрации воды, содержащей механические примеси, через стенки скважины последние должны быстро закупориться, в то же время многие скважины годами работают с высокой и достаточно стабильной приемистостью.

В работе А.Ф. Логинова [38] приводятся результаты наблюдений в течение 4 лет за 44 нагнетательными скважинами Шкаповского и Манчаровского месторождений при закачке воды с содержанием механических примесей в среднем от 20 до 50 мг/л, а в паводковый период до 150 мг/л. Механические примеси представляли мелкие кварцевые или илистые частицы и продукты коррозии водоводов. Количество примесей, поступивших через скважину вместе с водой, составляло 40 – 50 т, а в отдельных случаях – 75 т. Несмотря на это, снижение коэффициента приемистости наблюдалось только в 20% скважин, а в остальных он оставался без изменения или даже повысился. Следовательно, вода поступала в пласт через большую поверхность фильтрации.

Об этом же свидетельствуют данные по нагнетательным скважинам многих месторождений, в которых проводились работы по выравниванию профиля приемистости и снижению водопритока. В эти скважины закачивали большие объемы глинистого раствора (до 50 м³ и более), извести и других закупоривающих агентов без существенного снижения приемистости при последующей закачке воды. Таким образом, сведения о работе нагнетательных скважин могут быть использованы при качественной оценке степени трещиноватости пластов.

Косвенно о степени трещиноватости пластов и направленности трещин можно судить по скорости движения в пласте различных индикаторов. Данные по результатам закачки индикаторов на месторождениях Западной Сибири приведены в главе 1.

Направленность и протяженность трещин в ряде случаев могут быть выявлены по динамике пластовых давлений и скорости обводнения скважин. Примеры определения направления трещин и их протяженности по Осинскому, Асюльскому, Константиновскому месторождениям приведены в работе И.Н. Шустефа, В.Д. Викторина [39].

2.4. Образование трещин в процессе разработки залежи

Теория и практика разработки нефтяных месторождений на поздней стадии показывает, что существенное изменение гидродинамического состояния залежи вызывает труднопрогнозируемое поведение ее отдельных частей. Это приводит к корректированию проектной системы заводнения, изменению режимов эксплуатации скважин, применению различных ме-

тодов интенсификации притока. На месторождениях Западной Сибири с глубокозалегающими сложнопостроенными залежами с трудноизвлекаемыми запасами нефти в результате продвижения границы раздела получают двухфазные притоки с опережающим движением воды.

Широкое распространение заводнения нефтяных пластов, увеличение давления нагнетания воды в пласты, открытие залежей нефти и газа на больших глубинах приводят к необходимости дальнейшего изучения явлений деформации пород-коллекторов.

Накопленные за последние годы факты показали, что техногенные трещины способствуют проявлению струйного «ручейкового» вытеснения нефти водой в коллекторах, в которых соседствуют две среды с контрастной проницаемостью [40, 41]. К таким коллекторам относятся пористотрещиноватые, кавернозные, а также прерывистые. Например, пласт АВ₁³ Самотлорского месторождения, проницаемость которого по керну изменяется в пределах 70 – 410 мкм². В таких коллекторах вода в первую очередь осваивает наиболее проницаемые среды, образуя каналы высокой проводимости. Они выявляются при закачке в нагнетательные скважины индикаторов. Скорость меченых частиц по этим каналам достигает 1 км/сут и наиболее вероятно, они являются продолжением техногенных трещин, образующихся вокруг нагнетательных скважин вследствие самопроизвольного гидроразрыва. Гидроразрыву, по мнению авторов [42], способствует низкая прочность пород и высокое давление нагнетания – до 19 МПа на выкиде КНС. Дополнительным фактором является и снижение пластового давления при эксплуатации скважин. Этот фактор был впервые отмечен на Варьеганском месторождении, где в течение 3 – 4 лет разработки на истощение снизили пластовое давление на 15 – 16 МПа, а затем начали нагнетание воды под давлением 15 – 16 МПа на устье нагнетательных скважин. В последующем то же самое произошло на Талинском месторождении уже на первом введенном в эксплуатацию блоке. Результатом на каждом из названных месторождений стало преждевременное обводнение скважин, возможно, по образованным сквозным трещинам. В их наличии убеждают случаи резкого снижения обводненности добывающих скважин вслед за остановкой нагнетательных уже через несколько суток.

Из теории [43] известно, что для того, чтобы при повышении давления нагнетания в пласте начали расширяться трещины, необходимо, чтобы давление нагнетания жидкости превысило минимальное значение естественного напряжения в породах. Различают две компоненты естественного напряжения в горных породах — вертикальную и горизонтальную. В пологозалегающих пластах вертикальная компонента горного давления p_z определяется произведением среднего удельного веса выше лежащих пород γ_n на глубину залегания пласта H

$$p_z = \gamma_n \cdot H \cdot g \quad (2.1)$$

Горизонтальную компоненту естественного напряжения пород принято называть боковым горным давлением p_{xy} .

Боковое горное давление при отсутствии горизонтальных тектонических движений меньше вертикального горного

$$p_{xy} = A \cdot p_z \quad (2.2)$$

$$A = \frac{\nu}{1 - \nu}, \quad (2.3)$$

где ν — коэффициент Пуассона.

По фактическим промысловым данным и материалам гидроразрыва пластов значение A колеблется от 0,18 до 0,43.

Раскрытие вертикальных трещин в призабойной зоне скважин начинается с того момента, когда давление жидкости в этой зоне превзойдет естественное напряжение, сжимающее горные породы в горизонтальном направлении.

Для начала расширения горизонтальных трещин необходимо, чтобы давление жидкости на забое скважины превысило вертикальное горное давление, т. е. должно выполняться условие $p_{заб} \geq p_z$. И поскольку горные породы, являющиеся коллекторами нефти, обладают различными плотностью, минералогическим составом и механическими свойствами, то давление, при котором происходит раскрытие и образование трещин, может быть различным, в зависимости от глубины их залегания, вещественного состава и целого комплекса геологических условий [4].

Для пластов Ван-Еганского месторождения произведен анализ образования трещин при гидроразрыве пласта по промысловым данным (табл. 2.1) и установлено, что критическое давление раскрытия трещин для пластов составляет в среднем 31,6 МПа, при этом оно ниже среднего вертикально горного давления. При проведении ГРП трещина образуется при давлении, не превышающем вертикальное горное.

Таблица 2.1

Таблица сравнения давлений при ГРП вертикального горного и бокового горного

Пласт	Давление, МПа			Диапазон давлений ГРП
	Вертикальное горное (p_z)	Боковое горное (p_{xy})	Давление разрыва среднее	
ПК ₁₃	25,1	10,7	17,9	14,8 – 21,0
ПК ₁₈	30,6	13,1	29,0	29,0
АВ ₁ ¹	31,8	13,6	29,1	10,3 – 50,0
АВ ₇ ⁰	36,7	15,7	32,6	32,6
БВ ₃	40,3	17,3	30,0	18,0 – 56
БВ ₁₀	50,2	21,5	48,7	33,0 – 59
БВ _{16 – 17}	53,0	22,7	32,6	23,0 – 56,1
ЮВ ₁ ¹	54,3	23,3	47,0	32,0 – 59
Среднее	37,2	17	31,6	

Исследования в области технологии проведения гидравлического разрыва, посвященные, прежде всего, вопросам подбора пропанта и жидкости разрыва, определения необходимого количества этих агентов и условий их нагнетания, т.е. факторов, напрямую зависящих от уровня исследований данной проблемы, активно ведутся в настоящее время. Достаточно подробно состояние данной проблемы освещено в работах [44, 45, 46].

По мнению авторов [47, 48], наиболее высокой эффективности гидроразрыва можно достигнуть, если выбор скважин для обработок и оптимизации параметров трещин обеспечивается балансом между фильтрационными характеристиками пласта и трещиной с учетом геолого-физических свойств объекта, распределения напряжений в пласте, определяющего ориентацию трещин, неоднородности пласта по простиранию [49].

Необходимо отметить, что диапазон давлений разрыва во многом зависит от местонахождения скважины. По результатам экспериментального моделирования [50, 51] сдвиговые деформации характерны именно для крыльевых частей складок поперечного изгиба. С учетом этого можно сделать вывод о том, что давление разрыва в скважинах, расположенных на крыльях сводов меньше, чем в скважинах расположенных в других частях залежей в среднем на 36% (рис. 2.9, 2.10).

В качестве примера можно привести анализ давлений при ГРП на юрских залежах (табл. 2.2)

Таблица 2.2

Параметры ГРП по пласту ЮВ₁ Ван-Еганского месторождения

№п/п	Скв.	Пласт	Длина интервала перфорации, м	Давление ГРП (МПа)	Проппант факт (т)	Тип геля
1	8048	ЮВ ₁ ¹	6,5	50	4,5	вода
2	3800	ЮВ ₁ ¹	10	39	7,0	вода
3	3029	ЮВ ₁ ¹	4	32	4,7	вода
4	3417	ЮВ ₁ ²	3,5	27,8	4	нефть
5	659	ЮВ ₁ ²	4	50,1	4,5	вода
6	3624	ЮВ ₁ ²	16	39,1	9,2	вода
7	3500	ЮВ ₁ ²	5	22,7	10	вода

При анализе работы нагнетательных скважин также выявлено, что некоторые скважины на пластах работают с постоянным давлением нагнетания больше, чем минимальное давление при ГРП. Так, например, для пласта БВ₃ вертикальная составляющая горного давления составляет 40,3 МПа, диапазон давления разрыва при ГРП составил от 18,0 до 56,0 МПа, а среднее давление

на забое нагнетательных скважин составляет 31,8 МПа (диапазон изменения давлений от 27,8 до 36,5 МПа).

Фактически здесь имеет место «мини-гидроразрыв» пласта, только без закачки в трещину частиц пропанта. После остановки такие трещины «схлопываются». Подтверждение этому неоднократно обнаруживалось в результатах обработки гидродинамических исследований скважин [52].

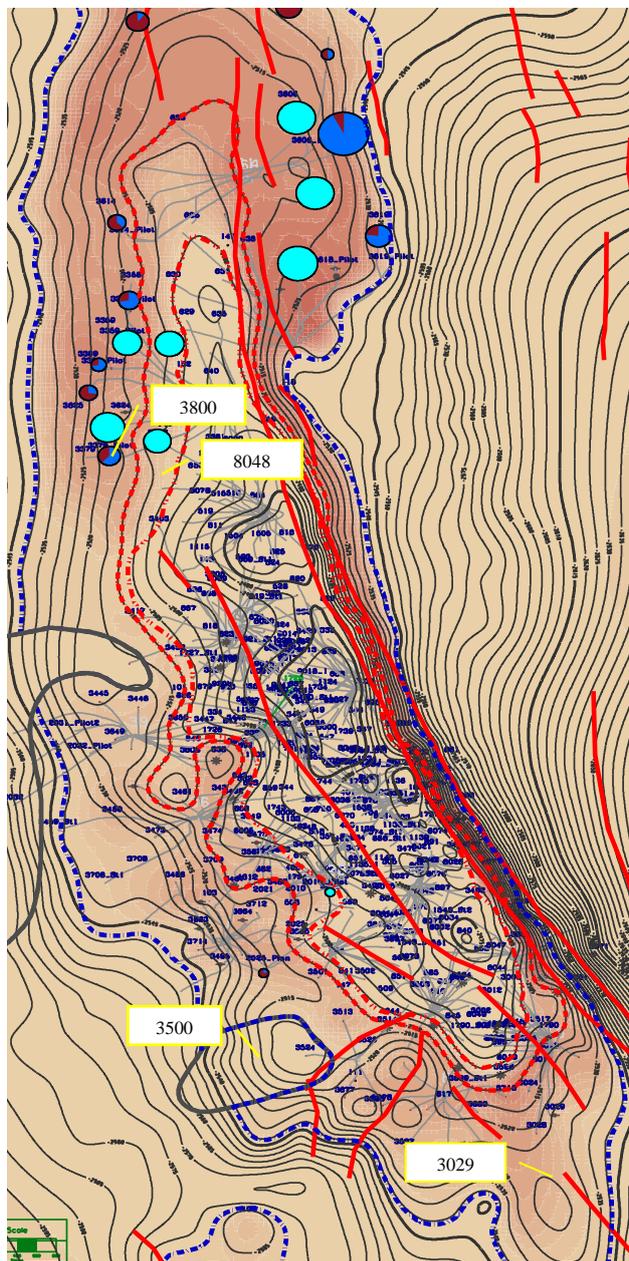


Рис. 2.9. Карта разработки пласта ЮВ₁¹

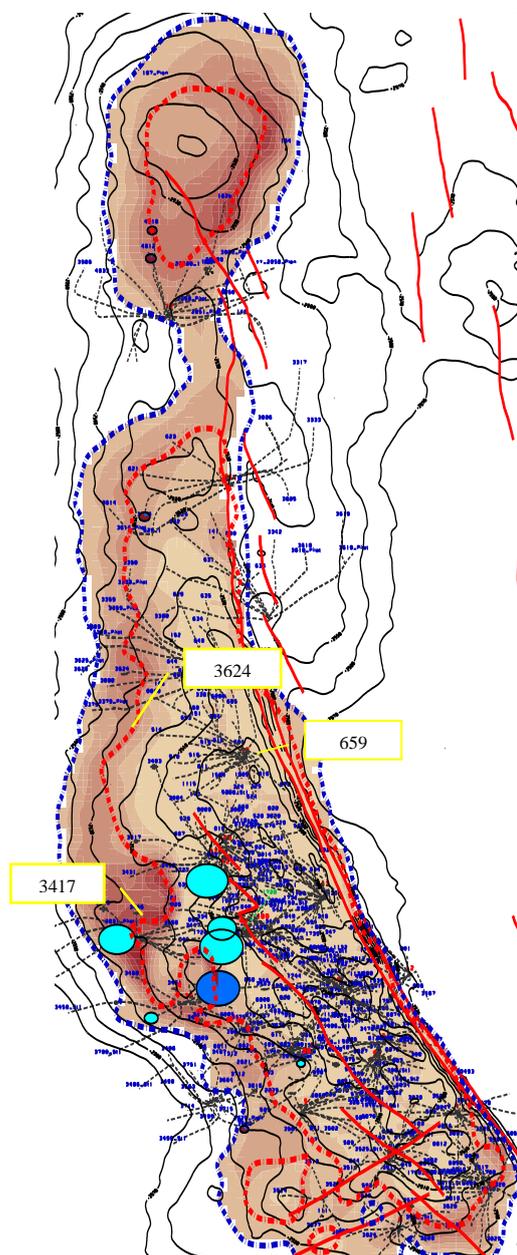


Рис. 2.10. Карта разработки пласта ЮВ₁²

Из вышесказанного следует, что при длительной работе нагнетательных скважин на участках пластов вокруг них образуются техногенные трещины (на крыльях залежей они образуются быстрее), которые соеди-

няются с естественными и образуют каналы высокой проводимости [53], по которым начинает двигаться вода по кратчайшему пути от нагнетательной скважины в добывающую, за исключением части движущейся по данным каналам воды, которая расходуется на капиллярную пропитку примыкающих к ним промытых блоков, остальная идет в добывающую скважину, увеличивая обводненность продукции и не совершая никакой полезной работы, следовательно, охват залежи разработкой снижается.

2.5. Оптимальное давление нагнетания при разработке нефтяной залежи

Для решения задачи наиболее полной отработки охваченных заводнением запасов основная роль отводится регулированию разработки. Вопрос об оптимизации пластового давления является весьма актуальным, так как повышение давления нагнетания может привести с одной стороны к увеличению приемистости нагнетательной скважины и пластового давления в зоне закачки, с другой стороны привести к образованию трещин в призабойной зоне и образованию сквозных трещин [42], соединяющих нагнетательную скважину с добывающими. Наличие прямой гидродинамической связи между скважинами можно проследить по результатам работы скважин, а так же по результатам трассерных исследований.

Во время проведения геолого-технических мероприятий на участке пласта БВ_{16 - 17} Ай-Еганского месторождения при глушении скважины 640 раствором с удельным весом 1,32 г/см³ давление в затрубном пространстве (Рзат) и в насосно-компрессорных трубах (Рнкт) составило 5,0 МПа, при разрядке скважина не стравливалась и в течение всего времени переливала по затрубному пространству и НКТ. Учитывая неоднородность пласта, был произведен анализ соседних работающих скважин (рис. 2.11), в результате которого было установлено, что между скважинами 640 и 414 (переведенной несколькими месяцами ранее под нагнетание и расположенной в 620 метрах от скважины 640) существует гидродинамическая связь. После ограничения закачки в скважине 414 (заменой штуцера 8 мм на 7 мм) и, соответственно, снижения приемистости в среднем с 470 м³/сут до 235 м³/сут в скважине 640 давление снизилось. Динамика изменения пластового давления в районе работающих скважин приведена на рис. 2.12.

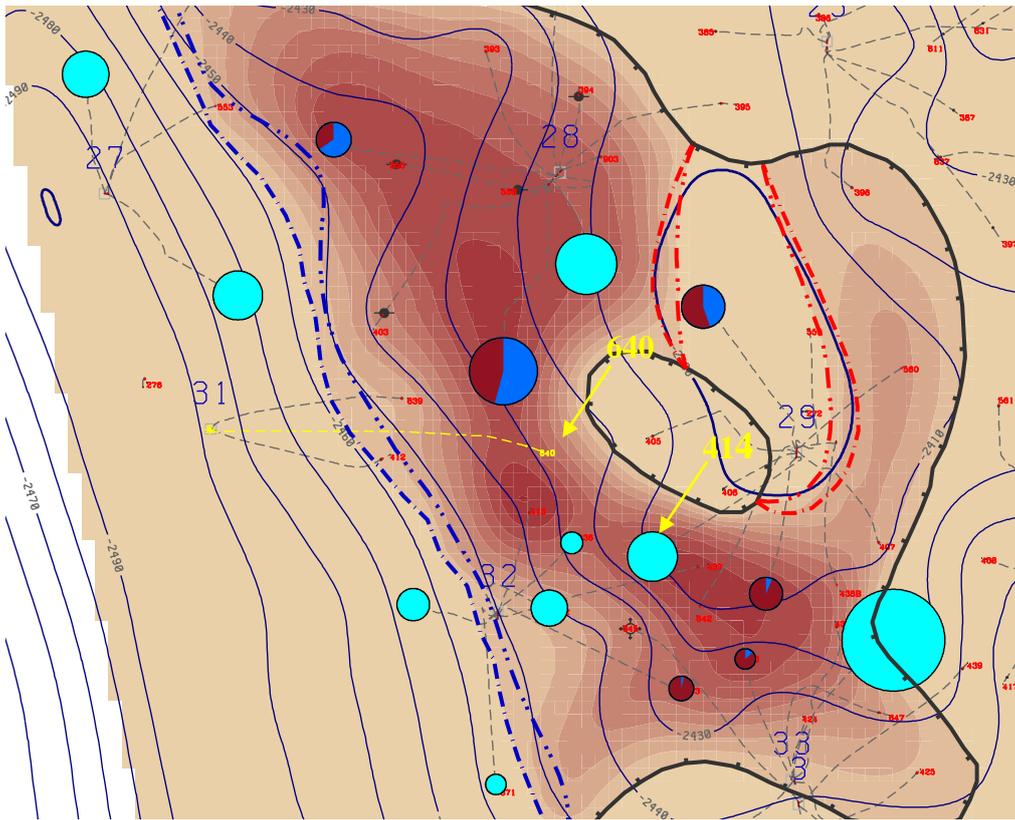


Рис. 2.11. Карта разработки пласта БВ16 – 17 Ай-Еганского месторождения

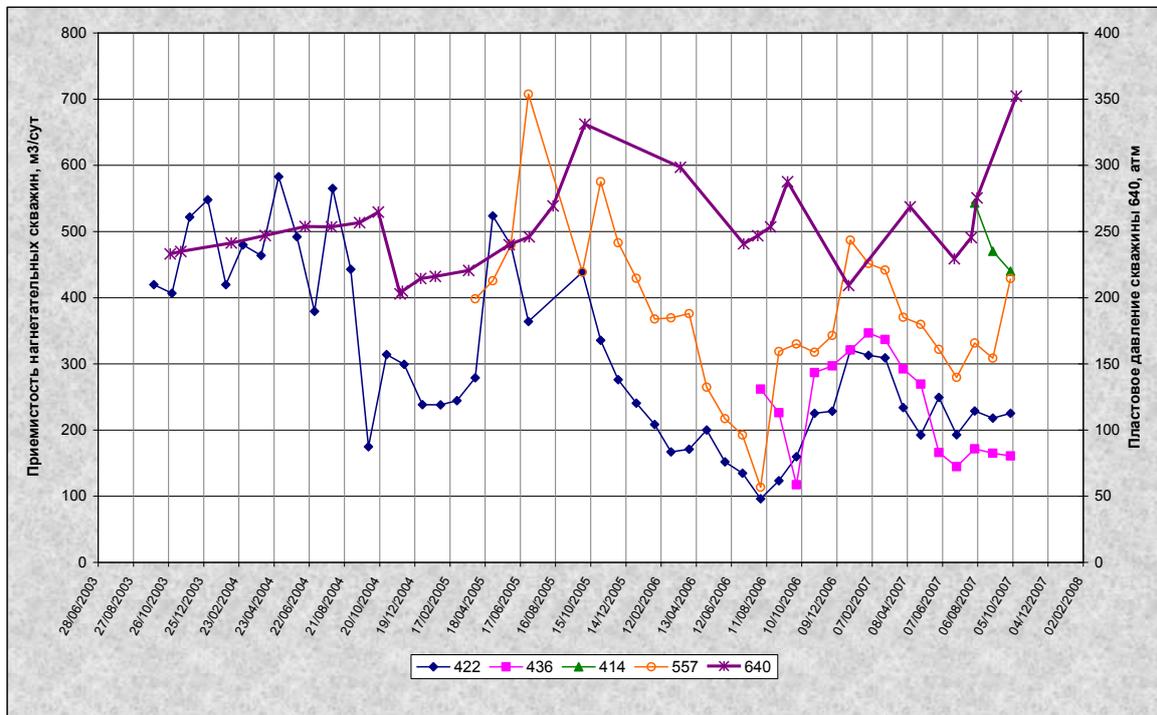


Рис. 2.12. Динамика изменения пластового давления в зависимости от приемистости нагнетательных скважин

По результатам проведения индикаторных (трассерных) исследований на различных режимах работы нагнетательной скважины 559 на Ай-Еганском месторождении по пласту ЮВ₁ установлено, что при снижении давления нагнетания уменьшается скорость прохождения воды нагнетаемой в пласт, а также количество скважин, в которых обнаружен индикатор (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Результаты расчетов скоростей перемещения индикаторов на участке пласта ЮВ₁ Ай-Еганского месторождения

<i>Давление закачки P=17,0 МПа</i>									
№ скв.	387	395	396	397	405	406	422	560	903
Расстояние между скв., м	975	897	545	789	720	684	1408	379	995
Скорость прохождения, м/ч	2,9	17,0	23,6	1,7	23,0	13,6	19,2	46,6	36,6
Приведенная скорость, (м*МПа/ч)	0,13	0,77	0,82	0,07	1,17	0,64	1,04	2,80	1,70
<i>Давление закачки P=15,0 МПа</i>									
Скорость прохождения, м/ч	1,2	0,7			7,4	6,6	1,8	1,0	2,9
Приведенная скорость, (м*МПа/ч)	0,03	0,02			0,18	0,16	0,04	0,02	0,07

Таким образом, эксплуатационный режим объекта разработки определяется полем пластовых давлений, которое задает динамическую структуру залежи – характеристики активных виртуальных тел пласта и отношения между ними. Управлять пластовым давлением при неизменном фонде скважин возможно путем регулирования забойных давлений, изменяя технологические режимы нагнетательных скважин до достижения оптимального давления нагнетания вытесняющего агента [54].

2.6. Схема модели трещиноватого пласта

Одним из важнейших параметров, характеризующих трещиновато-пористый коллектор, является трещиноватость m_t (трещинная пористость), которая определяется отношением объема трещин образца ко всему объему образца трещиноватой породы:

$$m_t = \frac{V_t}{V} \quad (2.4)$$

В соответствии с характеристикой коллекторов сеноман-неокомских отложений модель микротрещиноватой среды представляется схемой, изображенной на рис. 2.13.

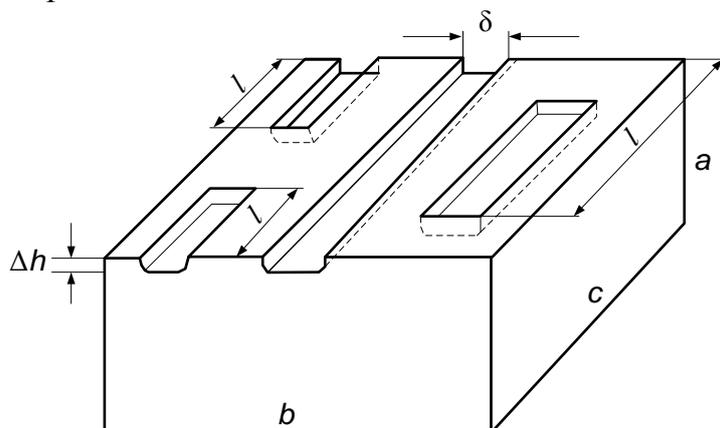


Рис. 2.13. Модель микротрещиноватой среды:
 a, b, c – размеры элемента трещиновато-пористой среды;
 δ – ширина трещины; Δh – глубина трещины; l – длина трещины

Вводим обозначения:

S – площадь шлифа;

$\Gamma = n / s$ – число микротрещин на единицу площади или густота трещин;

n – число трещин;

α – некоторый коррелирующий коэффициент в определении величины m_T ;

L – общая протяженность трещинок в виде цепочки на площади.

Формула (2.4) согласно схеме (рис. 2.13) и принятым обозначениям запишется в виде

$$m_T = \frac{\alpha l \delta n}{S} = \alpha l \delta \Gamma, \quad (2.5)$$

где α – некоторый коэффициент, характеризующий структуру трещиновато-пористой среды.

Экспериментальными данными [55, 56] установлены следующие пределы изменения и средние значения характерных параметров среды: $S = 1,5 \text{ см}^2$; $n = 1 \div 18$; $L = 5 \div 12 \text{ мм}$; $l = 1 \div 2 \text{ мм}$; $\Delta h = 10 \div 15 \text{ мкм} = (1,0 \div 1,5) 10^{-2} \text{ мм}$; $\delta = 0,35 \div 0,70 \text{ мм}$; $\alpha = 0,1$, по данным работы [57].

Произведем оценку пористости m_T согласно (2.5) на минимум и максимум:

1. Принимаем: $l = 1 \text{ мм}$; $\delta = 0,35 \text{ мм}$; $n = 1,5$; $S = 150 \text{ мм}^2$

$$m_{T \min} = \frac{0,1 \cdot 1 \cdot 0,35 \cdot 1}{150} = 0,0233\% .$$

2. Принимаем: $l = 1,5 \text{ мм}$; $\delta = 0,525 \text{ мм}$; $n = 9,5$; $S = 150 \text{ мм}^2$

$$m_{T\text{cp}} = \frac{0,1 \cdot 1,5 \cdot 0,525 \cdot 9,5}{150} = 0,005\%.$$

3. Принимаем: $l=2$ мм; $\delta = 0,70$ мм; $n = 18$; $S = 150$ мм²

$$m_{T\text{max}} = \frac{0,1 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 18}{150} = 0,0168 \text{ или } m_{T\text{max}} = 1,68\%.$$

4. Принимаем: $l=1,5$ мм; $\delta = 0,525$ мм; $n = 6,83$; $S = 150$ мм²

$$\tilde{m}_T = \frac{0,1 \cdot 1,5 \cdot 0,525 \cdot 6,83}{150} = 0,00359 \text{ или } m_{T\text{max}} = 0,36\%.$$

Очевидно, наиболее вероятными являются значения $m_T = 0,36 - 0,5\%$.

Как видно из расчетов, значения пористости за счет микротрещин представляют достаточно значительную величину, не учет которой может существенно снизить запасы нефти.

Произведем оценку проницаемости микротрещин. Согласно Буссинеска, для средней скорости течения жидкости между двумя плоскими неподвижными параллельными пластинками имеем формулу

$$U = -\frac{\delta^2}{12\mu} \cdot \frac{dP}{dx}. \quad (2.6)$$

Скорость фильтрации есть

$$V = m_T \cdot U \quad (2.7)$$

или с учетом (2.6) и (2.7) получаем

$$V = \frac{\alpha l \Gamma \delta^3}{12\mu} \cdot \frac{dP}{dx}. \quad (2.8)$$

Следовательно, проницаемость трещины есть

$$K_T = \frac{\alpha l \Gamma}{12} \cdot \delta^3. \quad (2.9)$$

Рассчитаем проницаемость трещины по формуле (2.9).

Принимаем: $l=0,1$ см; $\Gamma=n/S=1/1,5$ см⁻²; $\delta=0,035$ см; $\alpha=0,1$

$$K_T = \frac{0,1 \cdot 0,1 \left(\frac{1}{1,5}\right)}{12} \cdot (0,035)^3 = 2,38 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 2,33 \text{ Дарси} \approx 2,33 (\text{мкм})^2.$$

Принимаем: $l=0,15$ см; $\Gamma=n/S=9,5/1,5$ см⁻²; $\delta=0,0525$ см; $\alpha=0,1$

$$K_T = \frac{0,1 \cdot 0,15 \left(\frac{9,5}{1,5}\right)}{12} \cdot (0,0525)^3 = 114,6 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 112,35 \text{ Дарси} \approx 112,35 (\text{мкм})^2.$$

Как видим, увеличение длины трещины l , их числа n и ширины (раскрытости) δ резко увеличивают проницаемость.

При сопоставлении полученных результатов с расчетными данными Е.М. Смехова [58] видно, что для раскрытости трещин $\delta = 12 - 30$ мкм и длины их, меняющейся в пределах $l = 10 - 75$ мм, получены следующие значения расчетных параметров: $m_T = 0,02 - 0,40\%$; $K_T = (1,3 - 34)10^{-3}$ (мкм²). Верхний предел по пористости ($m_T = 0,40\%$) соответствует расчетным данным ($m_T = 0,36 - 0,50$), тогда как по проницаемости значе-

ния резко отличаются. Вероятно, что расчетные данные работы Е.М. Смехова [58] весьма занижены. Логически микротрещина должна обладать повышенной проницаемостью по сравнению с обычной пористой средой.

Приток к трещине в поступательном потоке жидкости

В работе В.П. Пилатовского [59] введено понятие величины эффективного раскрытия трещины:

$$\delta = \delta(S) = \frac{K_1}{K_2} \cdot l, \quad (2.10)$$

где K_1 , и K_2 – проницаемости материала, заполняющего трещину и блок; l – раскрытие трещины (рис. 2.14).

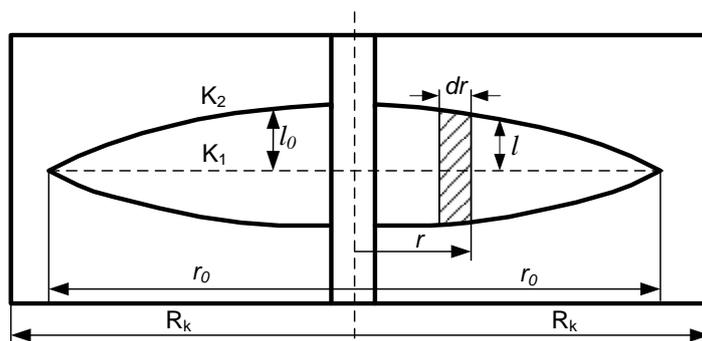


Рис. 2.14. Схема горизонтальной трещины-диска (профиль)

Для ламинарного течения вязкой жидкости в щели известна формула [59]:

$$K_1 = \frac{l^2}{12}, \quad (2.11)$$

следовательно,

$$\delta = \frac{l^3}{12K_2}. \quad (2.12)$$

Трещина с раскрытостью δ будет работать с наименьшим фильтрационным сопротивлением вдоль оси r трещины.

Изменение раскрытия трещины вдоль прямолинейной оси протяженностью $2r_0$ можно принять по параболическому закону:

$$l = l_0(1 - r^{-2}); \bar{r} = \frac{r}{r_0}; |\bar{r}| < 1. \quad (2.13)$$

Тогда эффективное раскрытие трещины находится по формуле

$$\delta = \frac{l_0^3}{12K_2}(1 - r^{-2})^3; |\bar{r}| < 1. \quad (2.14)$$

Если ширину трещины усреднить ($l = \tilde{l}; l_0 = \tilde{l}_0$), а пласт представить сложенным из кубических блоков с размером грани d , то трещинная проницаемость (2.5) будет выражаться формулой

$$K_1 = \frac{\tilde{l}^3}{6d}, \quad (2.15)$$

а эффективная раскрытость трещины запишется в виде

$$\delta = \frac{\tilde{l}^3}{6K_2}. \quad (2.16)$$

Формулы (2.12) и (2.14) могут быть использованы для оценки эффективной раскрытости горизонтальной трещины при гидравлическом разрыве пласта. В этом случае K_2 – проницаемость (средняя) призабойной зоны гранулярного или трещиновато-пористого пласта-коллектора, l_0 – максимальное раскрытие трещины в окрестности ствола скважины в интервале перфорации, где происходила закачка жидкости разрыва, z_n – глубина проникновения макротрещины в пласт по радиусу, определенная расчетным путем по объему заполнителя трещины.

Объем трещины (рис. 2.14) есть

$$V_0 = 4\pi r_0^2 \int_{\bar{r}_0}^1 l \bar{r} d\bar{r}, \quad (2.17)$$

С учетом (2.13) получаем

$$V_0 = 4\pi r_0^2 l_0 \int_{\bar{r}_0}^1 (1 - r^{-2}) \bar{r} d\bar{r} \quad (2.18)$$

После интегрирования получаем

$$V_0 = 4\pi r_0^2 l_0 \left[\frac{1}{4} + \frac{r_0^{-4}}{4} + \frac{r_0^{-2}}{2} \right] \quad (2.19)$$

Для практических целей ($\bar{r}_0 \leq 1$) формула принимает вид

$$V_0 \approx \pi r_0^2 l_0 \quad (2.20)$$

Объем двойного конуса (рис. 2.14) записывается формулой

$$V_k = \frac{2}{3} \pi r_0^2 l_0 \quad (2.21)$$

Таким образом, имеем $\frac{V_0}{V_k} = \frac{2}{3}$, т. е. объем трещины V_0 , рассчитанный по профилю параболы, в 1,5 раза больше объема трещины, рассчитанного по профилю конуса.

Приток к прямолинейной макротрещине в поступательном потоке жидкости

Пусть ось трещины представлена прямолинейным отрезком прямой AB длиной $2b$ в полосообразном горизонтальном пласте с односторонним контуром питания L (рис. 2.15).

Согласно В.П. Пилатовскому [59], потенциал φ^* скорости фильтрации V вдоль оси x определяется непрерывной функцией

$$\varphi^* = x \left(V - \frac{q_0}{\pi b} \right) + \frac{q_0}{2\pi} \left(1 - \frac{x^2}{b^2} \right) \ln \left| \frac{b-x}{b+x} \right|, |x| < b; \quad (2.22)$$

Функция тока определяется выражением

$$\psi^* = \pm \frac{q_0}{2} \left(1 - \frac{x^2}{b^2} \right), |x| < b; \quad (2.23)$$

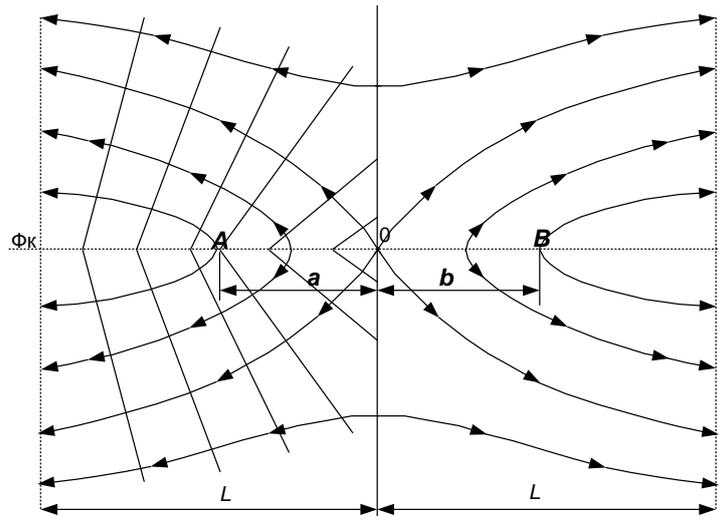


Рис. 2.15. Картина линий тока и эквипотенциалов для макротрещины

$$u^\pm = V - \frac{q_0}{\pi b} - \frac{q_0 x}{\pi b^2} \ln \left| \frac{b-x}{b+x} \right|, |x| < b; \quad (2.24)$$

$$V = \frac{q_0 \left(b + \frac{2}{\pi} \delta_0 \right)}{\delta_0 b \cos \beta}; \quad \delta_0 = \frac{l^3}{12K_2}; \quad \beta \neq \frac{\pi}{2} \quad (2.25)$$

где q_0 – расход жидкости на единицу толщины пласта, вскрытой трещиной, m^2/c , β – угол наклона отрезка АВ к оси x .

На рис. 2.15 схематически изображено семейство линий тока и ортогональные к ним эквипотенциалы. Выражение (2.24) показывает, что на отрезке $(-b < x < 0)$ с каждой стороны трещины происходит поглощение жидкости, а на участке $(0 < x < b)$ — питание пласта жидкостью. Поглощение и питание в фиксированных точках $\pm x$ происходит с одинаковой интенсивностью.

Вводя потенциал скорости фильтрации на контуре питания φ_κ , объемный расход $Q_0 = q_n \cdot h$ и коэффициент добавочного фильтрационного сопротивления C_l , обусловленный частичным вскрытием пласта трещиной,

внося выражение (2.25) в уравнение (2.22), после некоторых преобразований получаем следующее уравнение для распределения потенциала в полосообразном пласте при поступательном потоке жидкости к трещине:

$$\Delta\varphi = -\left\{ \frac{\bar{x}Q_0}{\pi h} \left[\frac{\pi\bar{b}+2}{\cos\beta} - 1 + C_1 \right] + \frac{Q_0}{2\pi h} (1-x^{-2}) \left[\ln \frac{1-\bar{x}}{1+\bar{x}} + C_1 \right] \right\} \quad (2.26)$$

при $\beta = 0$ имеем

$$\Delta\varphi = -\left\{ \frac{\bar{x}Q_0}{\pi h} [(\pi\bar{b}+1) + C_1] + \frac{Q_0(1-x^{-2})}{2\pi h} \left[\ln \frac{1-\bar{x}}{1+\bar{x}} + C_1 \right] \right\}, \quad (2.27)$$

где

$$\bar{x} = \frac{x}{b}; \quad \bar{b} = \frac{r_c}{r_c \delta_0}; \quad \Delta\varphi = \varphi_k - \varphi(\bar{x}); \quad \bar{r}_c = \frac{r_c}{b}; \quad (2.28)$$

h – высота вертикальной трещины.

Чтобы получить формулу для расхода Q_0 , необходимо усреднить значение потенциала $\Delta\varphi(\bar{x})$ вдоль трещины длиной b :

$$\Delta\bar{\varphi}_T \approx -\frac{1}{b} \int_b^{h-r_c} \Delta\varphi(x) dx = \int_0^{\bar{r}_c} \Delta\varphi(\bar{x}) d\bar{x} \quad (2.29)$$

Вводя обозначение

$$n = \frac{\pi\bar{b}+2}{\cos\beta} - 1 + C_1, \quad (2.30)$$

подставляя уравнение (2.26) в (2.27), после интегрирования и ряда преобразований получаем

$$-\Delta\bar{\varphi}_T = \frac{Q_0}{2\pi h} R(\bar{r}_c, \bar{b}, C_1), \quad (2.31)$$

где

$$R(\bar{r}_c, \bar{b}, C_1) = \left(\frac{1}{3} + C_1 \right) \bar{r}_c + n\bar{r}_c^2 - \frac{1}{3} C_1 \bar{r}_c^3 - \bar{r}_c \left(1 - \frac{\bar{r}_c^2}{3} \right) \ln \frac{1+\bar{r}_c}{1-\bar{r}_c} - \frac{2}{3} \ln(1+\bar{r}_c)(1-\bar{r}_c) \quad (2.32)$$

Для горизонтального пласта $\cos\beta = 1$, тогда из формулы (2.30) с учетом выражения для \bar{b} (2.28) и для δ_0 (2.25) следует:

$$n = \frac{\pi K_2}{r_c l_0 K_1} + C_1 + 1; \quad \bar{l}_0 = \frac{l}{r_c} \quad (2.33)$$

где l_0 – максимальное раскрытие трещины, K_1 – проницаемость среды, заполняющей трещину.

Если трещина открытая, то при неизменной открытости δ_0 проницаемость ее определяется известным соотношением

$$K_1 = \frac{l_0^2}{12}. \quad (2.34)$$

Формула (2.31) получена для одностороннего притока к трещине (рис. 2.15) длиной b . Для двухстороннего притока дебит очевидно удваивается.

Проанализируем формулы (2.31) и (2.32) на конкретном примере.

Примем исходные данные: $r_c=0,1$ м; $l_0=0,01$ м; $b=1$ м; $\cos \beta=1$, $C_1=0$; $K_2/K_1=0,1$. Безразмерные величины составляют: $\bar{r}_c=0,1$; $\bar{l}_0=0,1$; $n=32,4$. По формуле (2.32) находим значение фильтрационного сопротивления $R=0,26412$. Теперь находим длину трещины $b=10$ м при тех же остальных исходных данных. Получаем $R \approx 0,0348$. Сравнивая дебиты при $b=10$ м и $b=1$ м, находим их отношение $\eta=7,6$. Анализ также показывает, что при $\bar{r}_c \geq 0,1$ и $C_1 \geq 0$ достаточно в формуле (2.32) взять первых два слагаемых. Тогда формула для потенциала примет вид

$$-\Delta \varphi_T = \frac{Q_0}{2\pi h} \left[\left(\frac{1}{3} + C_1 \right) \bar{r}_c + n \bar{r}_c^2 \right] \quad (2.35)$$

Потенциал на контуре найдем из граничных условий $\varphi_T = \varphi_k$ при $\bar{r}_c = L^* = \frac{r_c}{L}$ и $\bar{b} = b^* = \frac{r_c}{L \cdot \delta_0}$.

Тогда из (2.35) следует

$$-\Delta \varphi_k = \frac{Q_0}{2\pi h} \left[\left(\frac{1}{3} + C_1 \right) L^* + n L^{*2} \right] \quad (2.36)$$

Решая совместно (2.35) и (2.36), получаем формулу для дебита трещины:

$$Q_0 = \frac{2\pi K_2 h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_T}{R(\bar{r}_c, \bar{b}, L^*, b^*)} \quad (2.37)$$

$$R = \left[\frac{\pi \bar{b} + 2}{\cos \beta} - 1 + C_1 \right] \bar{r}_c^2 - \left[\frac{\pi b^* + 2}{\cos \beta} - 1 + C_1 \right] L^{*2}, \quad (2.38)$$

где P_T – усредненное давление по длине трещины.

Из формул (2.37) и (2.38) видно, что при увеличении длины трещины b , ее раскрытости l_0 и проницаемости K_1 заполненного материала дебит трещины возрастает [60, 61].

2.7. Необходимость учета тектонических нарушений при разработке нефтяных залежей

Для решения проблем максимально полного извлечения нефти из продуктивных пластов, находящихся на разных стадиях разработки, для рационального применения технологий, стимулирующих нефтеотдачу, необходимо знание закономерностей локального распределения остаточ-

ных запасов нефти, особенностей и возможностей вовлечения их в фильтрационное течение. Это требует детального изучения фильтрационного течения на уровне элементарного объема, т.е. с учетом влияния отдельно взятой трещины на характер протекания фильтрационных процессов вблизи этой трещины, так как зачастую трещины являются путями вертикальной миграции пластовых флюидов и зачастую объясняют природу высоких дебитов скважин. Вместе с тем предохраняют нежелательные процессы преждевременного обводнения скважин [62, 63].

Ниже приводятся результаты работы скважин, расположенных вблизи разрывных нарушений.

Самотлорское месторождение

Вертикальная скважина №66XXX Самотлорского месторождения, «случайным образом» оказавшаяся в зоне разлома, за период своей работы с маломощного пласта БВ₈⁰, подстилаемого через 4 — 6 м глинистым БВ₈¹⁻² с когда-то интенсивным ППД на соседней площади, имеет накопленную добычу около 1,5 млн. тонн нефти и длительный период фонтанирования, что практически на порядок выше показателей всех окружающих ее скважин. Однако есть и отрицательные примеры. Так скважины горизонтальные, скважины №55XXX и 77170 (рис. 2.16), Самотлорского месторождения, по «случайному совпадению» не выполнившие свое проектное назначение в меловых отложениях, оказались в зоне пересечения региональных и поперечных локальных нарушений, прослеживаемых по фундаменту, и одновременно в зоне влияния интенсивных отборов соседних горизонтальных скважин в отсутствие компенсации отборов закачкой начального периода добычи [64].

Так как месторождения нефти различаются между собой начальными запасами, продуктивными площадями, толщинами пласта, фильтрационно-емкостными параметрами, неоднородностью, слоистостью, свойствами пластовых флюидов, пластовыми давлениями и др., они соответственно разрабатываются разным числом и сетками скважин, с разными темпами, отличаются безразмерными текущими отборами нефти, воды, ожидаемыми конечными коэффициентами извлечения нефти [65, 66, 67].

Многие авторы конкретизируют отдельные принципы разбуривания месторождений [68] — при одном и том же количестве скважин КИН, в случае разбуривания по редкой сетке с последующим бурением резервных скважин, оказывается выше, чем при бурении всех скважин по равномерной сетке. Причем, чем более неоднороден пласт, тем больше разница в КИН.

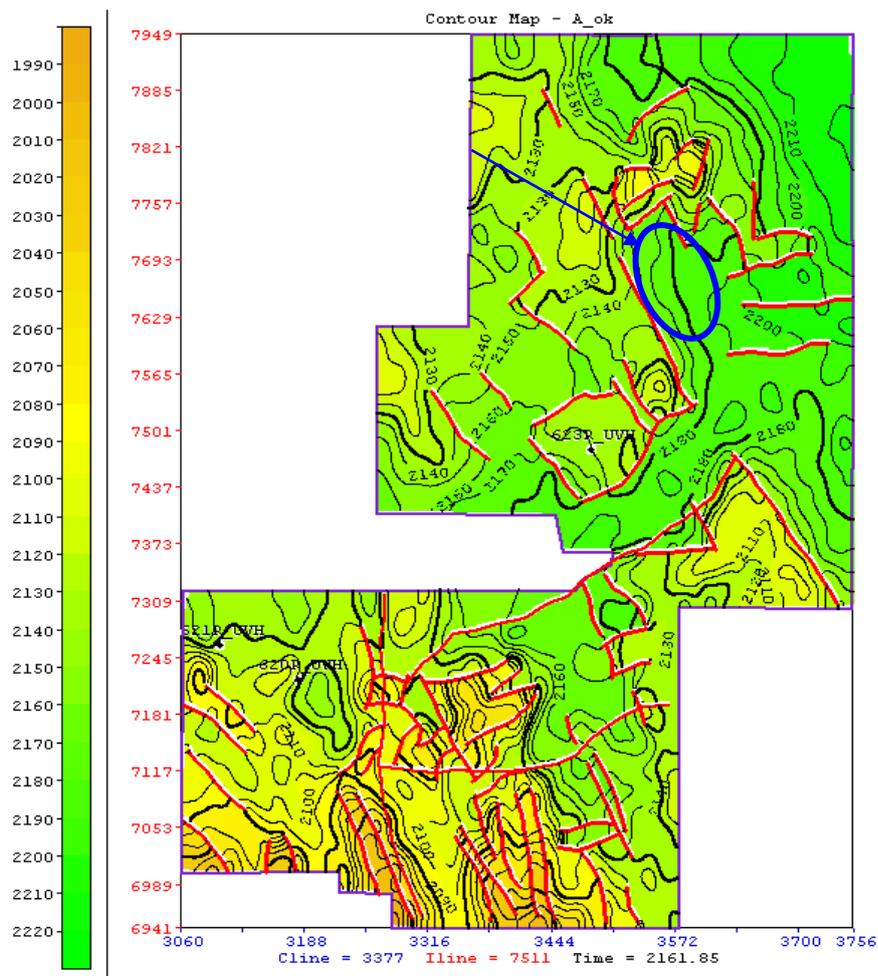


Рис. 2.16. Зона проекции горизонтального ствола скв. 77170 на кровлю фундамента с выделенными по 3D-сейсмике нарушениями

По представлению других авторов, эффективная технология обязательно должна включать в себя: адаптивную систему разработки, которая проще всего адаптируется к геологическому строению и продуктивности нефтяных пластов, уже обнаруженных по пробуренным скважинам, основанную на использовании квадратных сеток скважин из одного стандартного дихотомического ряда сеток, а также на использовании различных видов избирательности [69].

Другие авторы утверждают, что при одном и том же конечном уплотнении более высокий КИН по всем типам залежей достигается при уплотнении сетки резервными скважинами [70].

Идея двухстадийного разбуривания, уплотняющего бурения, разукрупнения эксплуатационных объектов в признанном или непризнанном вариантах оправдала себя. Об эффективности такого подхода свидетельствуют многочисленные публикации, из которых необходимо отметить следующие [71 – 84].

Необходимо отметить, что умелое использование благоприятных геолого-физических факторов позволило достичь высоких технико-экономических показателей разработки [85].

Наибольший для автора интерес представляет разработка трещиновато-пористых коллекторов, представленных как карбонатными, так и терригенными коллекторами. В связи с разнообразием структуры порового и трещинного пространства коллектора условно можно разделить [86]:

- чисто трещинные коллекторы;
- коллекторы с поровой структурой;
- трещиновато-пористые коллекторы.

В чисто трещинных коллекторах запасы нефти приурочены к системе трещин, они же являются путями фильтрации для нефти, газа и воды. В этом отношении интерес представляют практически законченные разработкой нефтяные месторождения б. Чечено-Ингушетии. Также большой интерес представляет работа, где дается сопоставление месторождений двух типов [87, 88].

По мнению авторов, система трещиноватости должна приниматься во внимание в процессе разработки, а именно при формировании системы заводнения [89, 90, 91].

2.7.1. Барическое состояние объектов разработки с учетом тектонических нарушений

При контроле за разработкой нефтяных месторождений характер выработки запасов можно оценить барическим состоянием. Поле пластовых давлений удобно представляется в виде карт, изобар-карт, изолиний давлений.

При построении карт изобар на практике используют промысловые данные о давлениях следующим образом:

- 1) определяются пластовые давления по замерам на скважинах;
- 2) при отсутствии достаточного охвата скважин замерами $P_{пл}$ решается классическая интерполяционная задача восстановления поля давлений с помощью имеющегося программного обеспечения;
- 3) осуществляется восстановление значений поля в узлах регулярной сетки и построение изолиний.

Основной проблемой такого подхода в оценке энергетического состояния залежи является низкий охват скважин гидродинамическими исследованиями (ГДИ) – на практике не более 6 – 11 % фонда скважин. При удовлетворительном качестве исследований пластовое давление определяется прямо по данным ГДИ.

Для построения карт изобар недостаточно использовать только данные по скважинам, на которых были проведены ГДИ, поскольку построенная таким образом карта имеет низкую точность. Для оценки пластового

давления на скважинах, не охваченных исследованиями, применяются различные способы уточнения пластового давления: расчет по показателям добычи скважины, линейная интерполяция между имеющимися значениями давлений на другие даты состояния. Таким образом, основной объем исходных данных для построения карт изобар часто не является результатом прямых замеров.

Оценка достоверности построенной карты изобар осуществляется на основе опыта специалиста, его понимания процессов вытеснения нефти. В случае выявления дефектов карта перестраивается с учетом выявленных ошибок.

Таким образом, одной из главных причин низкого качества оценки потенциала пласта является недостаточный объем замеров и упрощенность выбора исходных данных для построения изолиний.

Еще один не менее важный вопрос, также влияющий на результативность построения карт изобар – это выбор рациональных методов интерполяции при определении давлений в межскважинном пространстве по результатам замеров давлений в скважинах [92].

Для решения многих практических задач разработки залежей важно знать распределение давлений в пласте в любой момент времени. Поле давлений обычно изображают в виде карты изобар – двумерной функции давления в виде совокупности линий равных значений давления. Интервал проведения линий выбирается исходя из диапазона изменения давления и из погрешностей измерений. Распределение давлений в пласте обусловлено свойствами самого пласта и историей его разработки. Поэтому, зная историю разработки и имея поле давления, принципиально можно судить о свойствах продуктивного пласта на различных участках, а если имеются карты изобар, отражающие состояние давлений на различные моменты времени, то по ним можно судить о характере движения жидкостей в пласте и остаточных запасах в различных районах пласта.

Существует два основных метода восстановления поля пластового давления [93]:

1. Решение интерполяционной задачи, где в качестве исходных данных берутся результаты проведенных гидродинамических исследований скважин. Однако из-за низкого охвата фонда скважин этими исследованиями не всегда возможно получение истинной картины распределений давлений в пласте.

2. Гидродинамическое моделирование фильтрации пластовых флюидов на основе геологической модели пласта, свойств флюидов и данных истории разработки.

Последний метод имеет следующие особенности:

- необходимо построение гидродинамической модели пласта;
- требуется решение задачи адаптации модели к истории разработки пласта;

– необходимо привлечение высококвалифицированных специалистов, как следствие, узкая применимость метода, в основном в рамках научно-исследовательских организаций [94].

Существует множество методов решения классической задачи восстановления функции двух переменных, которые условно можно разделить на интерполяционные и аппроксимационные. К интерполяционным методам относятся: метод триангуляции, семейство методов радиально-базисных функций, метод инверсии расстояний (метод Шепарда). Исследование сущности методов и практический анализ получаемых решений позволяют сделать вывод о целесообразности применения адаптированного метода радиально-базисных функций для решения задачи восстановления поля давлений.

Аппроксимационные методы можно обобщить как класс методов решения вариационной задачи минимизации функционала невязок со стабилизатором [95].

Идеально точное поле давлений можно восстановить, если замерить давление одновременно во всех точках пласта. В реальных условиях доступны замеренные значения пластового давления в небольшом числе скважин (не более чем 2 – 5 % фонда контрольных и пьезометрических скважин).

В эксплуатационных скважинах (10 – 40 % фонда) пластовые давления замеряют в моменты их остановок. Значения пластовых давлений получают с помощью глубинных манометров, хотя чаще всего – по данным пересчета значения замеренного уровня жидкости в скважине после ее остановки. Погрешность измерений в последних случаях больше по сравнению с давлениями в пьезометрических скважинах. Это связано с недостаточной длительностью замера восстановления давления на забое остановленных скважин.

Давления в работающих скважинах на момент восстановления поля оцениваются экспертным путем, и их достоверность представляется спорной и зависит от субъективных суждений специалистов, их знаний и опыта. В настоящее время не существует единой методики оценки пластовых давлений работающих скважин.

Для восстановления поля давления обычно применяют метод радиально-базисных функций [96]. Базисные функции можно разделить на две группы – функции с неограниченным носителем и функции с компактным носителем (CSRBF). Выбор в качестве базисных функций с компактным носителем позволяет решить данную проблему путем контроля размера носителей базисных функций.

Размер носителя базисной функции заданного источника/стока целесообразно определить как функцию толщины источника/стока и физических свойств пласта в окрестности скважины (толщина пласта, проницаемость, вязкость флюида) [97].

2.7.2. Особенности построения карт изобар (комплексный подход)

Основные способы корректировки результатов построения следующие:

- изменение множества точечных оценок пластового давления (как изменение значений на скважинах, так и добавление фиктивных точек);
- изменение настроек и параметров используемого метода интерполяции.

Ниже оценено насколько построения карты изобар соответствуют реальному барическому состоянию залежи.

На рис. 2.17 приведена карта изобар пласта АВ₁¹ Ван-Еганского месторождения. По данным сейсморазведки, было установлено наличие тектонических нарушений (рис. 2.18), однако сейсмика не дает ответа на вопрос, являются ли нарушения экранами, и поэтому невозможно точно предсказать перераспределение давления в пласте.

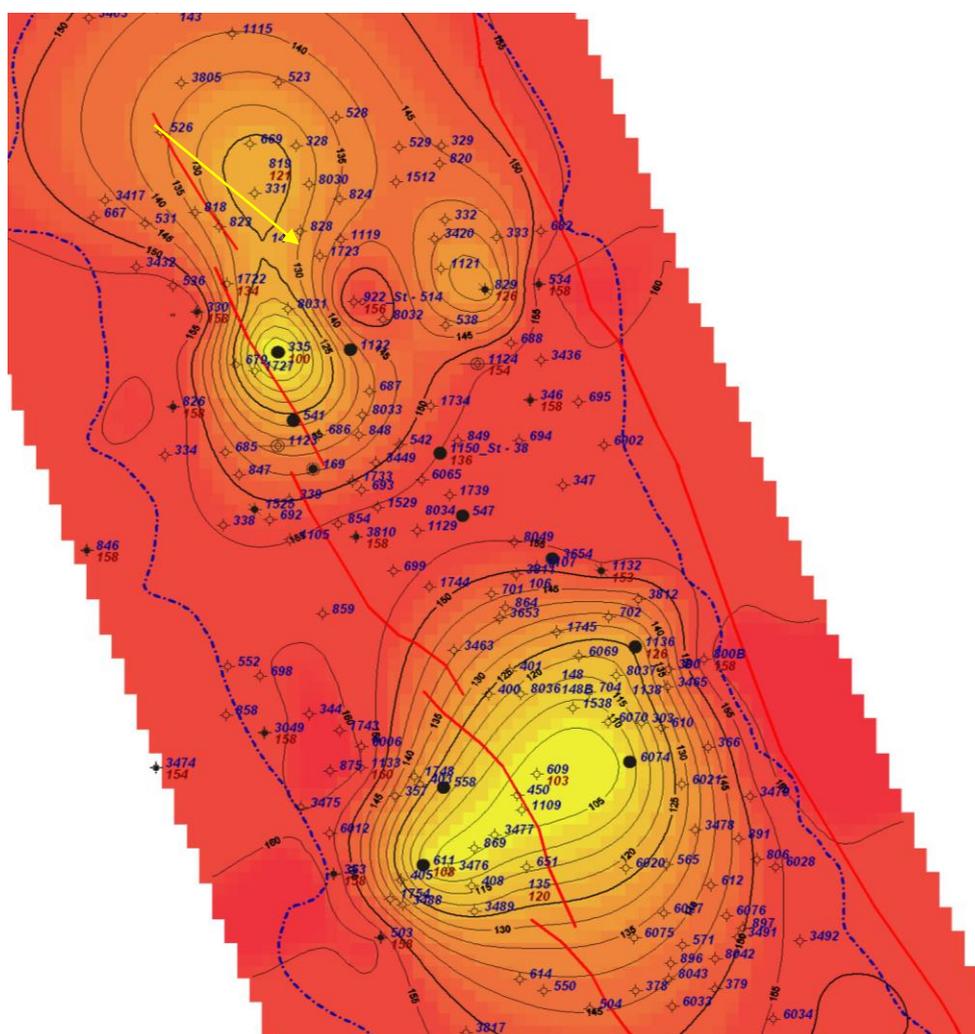


Рис. 2.17. Карта изобар пласта АВ₁¹, построенная без учета разломов

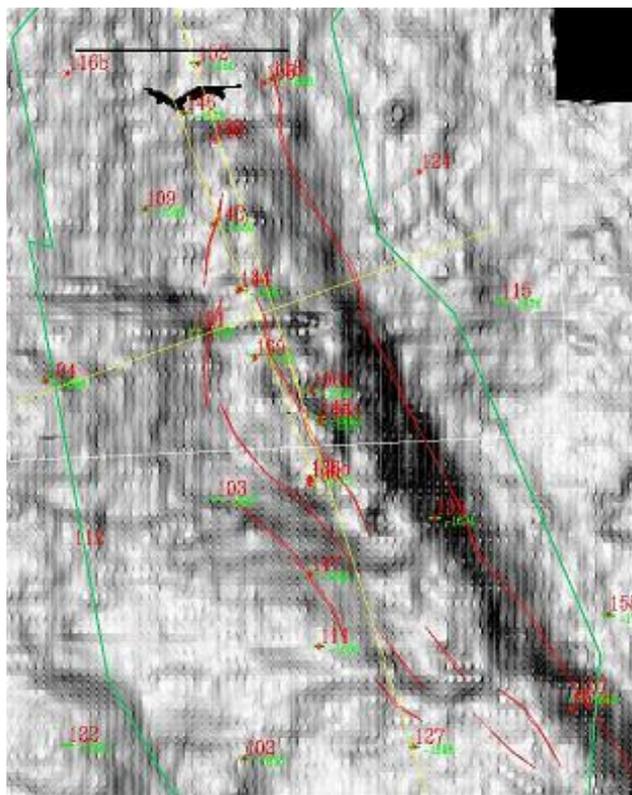


Рис. 2.18. Карта углов падения по поверхности пласта АВ₁¹

На карте при интерполяции замеров пластового давления не учтены разломы и соответственно карта имеет большую погрешность. Так, в результате использования неверно интерполированных данных, особенно при расчетах жидкости глушения скважин, всегда возникают ошибки, в результате чего при глушении происходит поглощение раствора, что приводит к загрязнению призабойной зоны пласта и, соответственно, увеличению скин-фактора, или наоборот, появляется избыточное давление в затрубном пространстве и в НКТ, тем самым, создавая опасность нефтегазопроявлений.

Из карты изобар видно, что в некоторых участках пласта заметно несоответствие данных замеров. Так в районе участка пласта (рис. 2.17) замеренное пластовое давление в добывающей скважине № 1722 – 11,2 МПа на расстоянии 184 м работает нагнетательная скважина № 330, работающая в течение 2-х лет со средней приемистостью 531 м³/сут. Анализ динамики забойных давлений и динамических уровней показал (рис. 2.19), что нагнетательная скважина не оказывает влияние на увеличение пластового давления на участке пласта, возможно, разлом между скважинами служит непроницаемым экраном. В подтверждение этого факта можно также добавить режимы работы скважин, находящихся на том же участке пласта, нагнетательной №826 и добывающей № 335, расположенных на расстоянии 364 м (рис. 2.20), замеренное пластовое давление соответственно составляет 13,2 МПа и 10,0 МПа. На рис. 2.19 – 2.20 резкое изменение динамики добычи жидкости связано с оптимизацией работы сква-

жин в скважине № 1722 – смена УЭЦН с Э5-160-1450 на Э5А-250-1350, в скважине № 335 – смена УЭЦН Э5-80-1500 на Э5А-250-1350.

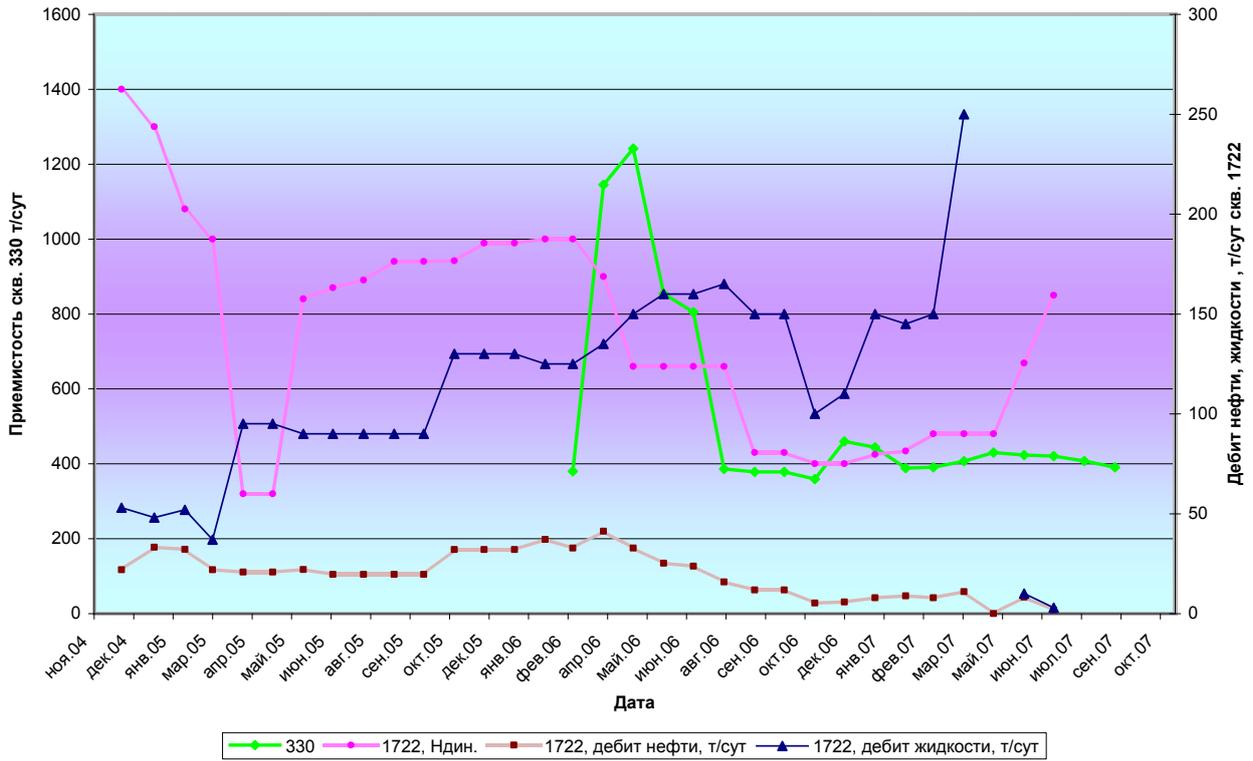


Рис. 2.19. Режимы работы скважин 330 и 1722

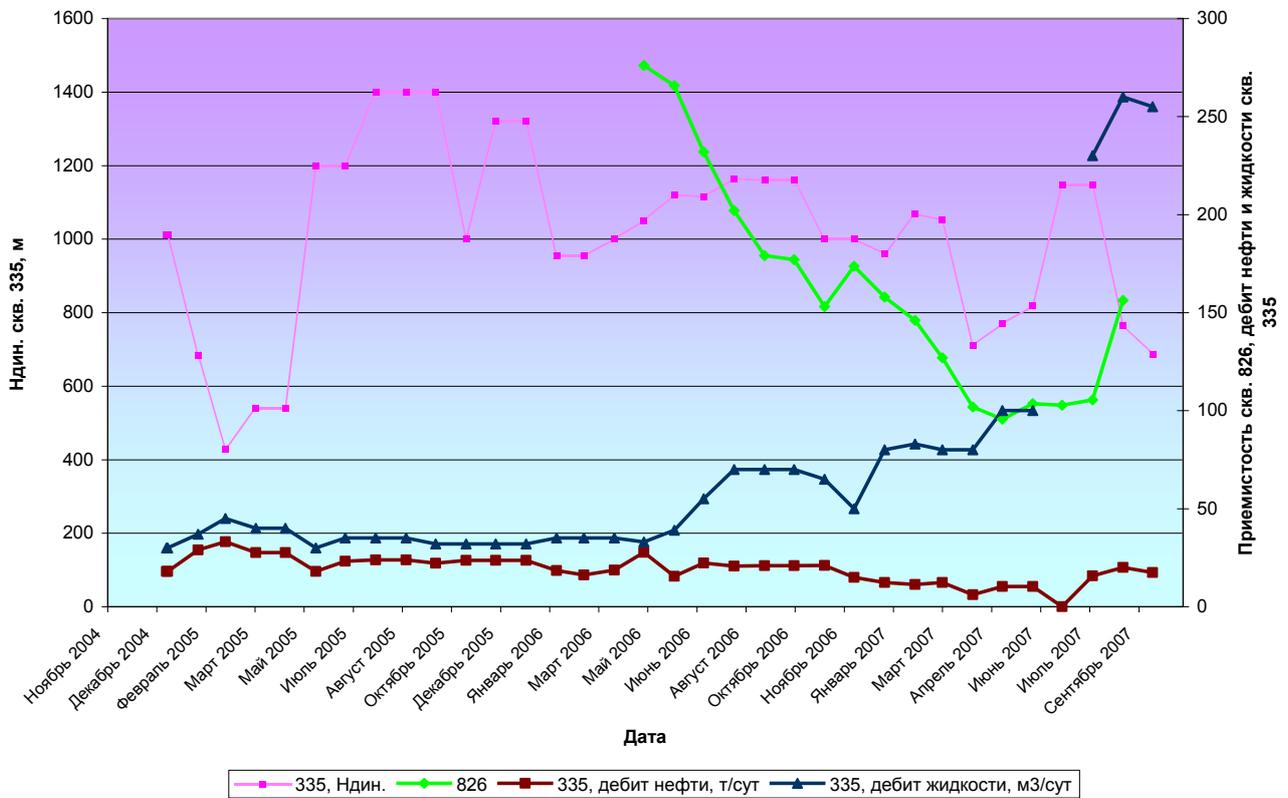


Рис. 2.20. Режимы работы скважин 826 и 335

На рис. 2.21 приведен пример построения карты изобар с применением разработанной методики оценки энергетики пласта.

При построении карты с учетом тектонического нарушения интерполяция происходит точнее и полнее отражает энергетическое состояние залежи. Так, при замерах пластового давления в скважинах давление соответствовало карте, построенной с учетом тектонических нарушений.

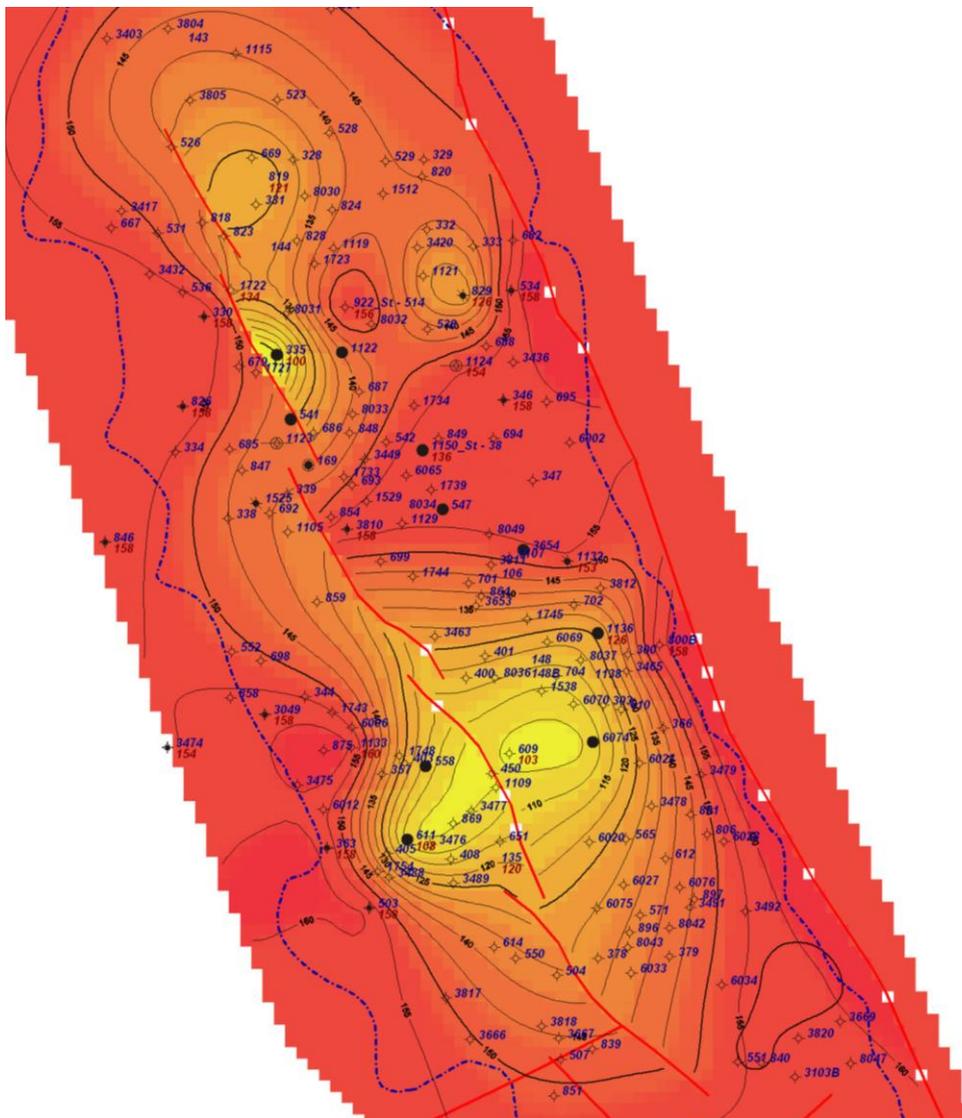


Рис. 2.21. Карта изобар пласта АВ₁¹, построенная с учетом разломов

Разработанная методика оценки энергетики пласта более точно характеризует состояние объекта по сравнению с применением традиционно построенных карт изобар. По построенной уточненной карте изобар возможно определение участков с повышенным пластовым давлением, где высока вероятность преждевременного обводнения скважин по высокопринимаящим каналам неоднородного коллектора, а также участков с низким давлением (для предотвращения снижения давления насыщения), что позволит своевременно планировать геологические мероприятия по данному участку.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ИНДИКАТОРАМИ

3.1. Разработка технологии исследования

Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений показывает, что при разработке пластов со сложным геологическим строением (неоднородными нефтенасыщенными коллекторами как по толщине, так и по площади залегания) значительные запасы не вовлекаются в разработку. Сложно-построенные коллектора месторождений неоднородны по проницаемости и литологическому составу. Это приводит к образованию многочисленных застойных зон с запасами нефти, которые при существующей системе разработки полностью в работу не вовлекаются. Неравномерное обводнение продуктивных пластов, вызванное прорывом воды по наиболее высокопроницаемым участкам, является причиной отбора больших объемов попутной воды, которая закачивается через нагнетательные скважины и отбирается через добывающие, не производя при этом полезной работы по нефтевытеснению.

Современные требования к информативности, точности и достоверности получаемых результатов требуют применения способа, позволяющего эффективно решать задачи по контролю за перемещением нагнетаемой в пласт воды, получать информацию о продвижении жидкости не только у забоев скважин, что обеспечивается геофизическими методами, но и в межскважинном пространстве. Такую информацию можно получить методом прослеживания (трассирования) фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов.

На основе рассмотрения материалов и полученных результатов интерпретации индикаторных исследований предлагается способ исследования многопластового месторождения углеводородов [54].

Сущность технологии заключается в том, что закачивают в нагнетательную скважину при заданном устьевом давлении вместе с вытесняющим агентом трассирующий агент требуемой концентрации и регистрируют его концентрации в добывающих скважинах. При этом:

- в каждый из исследуемых пластов закачивают при заданном забойном давлении индивидуальный трассирующий агент, причем регистрируют его концентрацию в добывающих скважинах на устье (или на выходе из соответствующего пласта). После чего определяют основные параметры каждого пласта, гидродинамическую связь их друг с другом и устанавливают оптимальные давления нагнетания вытесняющего агента;
- проводят трассерные исследования на различных заданных забойных давлениях, на основе которых определяют значения критических давле-

ний, при которых происходит скачок увеличения трещин и устанавливают оптимальные давления нагнетания, меньше критических, обеспечивающих максимальный коэффициент охвата и/или коэффициент заводнения;

- регистрируют концентрацию индивидуального трассирующего агента, закачиваемого через нагнетательную скважину в определенный пласт, на устье взаимодействующих с ней добывающих скважин, вскрывших один и тот же соответствующий пласт путем многократного отбора проб жидкости до и после закачки трассирующего агента, при этом определяют основные параметры пласта – наличие, ориентацию и объемы трещин, скорость фильтрации по ним, их проницаемость, объем непроницаемо нагнетаемой воды;

- закачивают через одну нагнетательную скважину, которая вскрывает одновременно несколько пластов, один или несколько трассирующих агентов при заданном устьевом давлении и/или при заданных забойных давлениях на каждом пласте;

- оснащают нагнетательную скважину компоновкой [98] для поочередной или одновременно-раздельной закачки, при этом каждый пласт оснащен своей секцией, изолирующей его от других пластов пакером, и при заданном для каждого пласта забойном давлении одновременно закачивают один трассирующий агент или закачивают поочередно индивидуальные трассирующие агенты для каждого пласта, при этом управляют процессом закачки с помощью специальных регуляторов и/или контролируют процесс с помощью специальных автономных приборов, установленных в скважинных камерах на соответствующих секциях;

- регистрируют многократно – периодически в ручном или непрерывно в автоматизированном режиме – появление и концентрацию закачанного в каждый из пластов трассирующего агента в добывающих скважинах на устье или на выходе из каждого соответствующего пласта непосредственно в соответствующей изолированной секции компоновки или путем раздельного отбора продукции из каждого изолированного пласта;

- используют систему скважин, оборудованных компоновками для одновременно-раздельной закачки вытесняющего агента в несколько пластов и/или для одновременно-раздельной добычи пластовых флюидов из нескольких пластов, при этом на заданных режимах закачивают индивидуальный трассирующий агент в отдельный пласт, вскрытый нагнетательной скважиной, а регистрируют этот трассирующий агент на выходе из этого же пласта в добывающей скважине;

- определяют гидродинамическую связь пластов или перетоки между пластами, закачивая трассирующий агент в один из пластов нагнетательной скважины и регистрируя его появление в другом пласте добывающей скважины;

– устанавливают перед исследованиями и/или после исследований с помощью трассирующих агентов взаимодействие скважин через разрывные нарушения путем адаптации геолого-гидродинамической модели, обеспечивая согласование расчетных и фактических показателей – давления и добычи пластовых флюидов, скорости фильтрации трассирующих агентов, при этом определяют гидравлическую связь по динамике заводнения коллекторов, выявляя систему трещин, по которым движется основной поток закачиваемой воды, определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов углеводородов, причем в зонах, не охваченных заводнением, на основе дополнительных гидродинамических исследований определяют распространение пластовых вод любой природы или мигрирующего газа, или их перетоки между пластами;

– регистрируют трассирующие агенты в добывающих скважинах, продукция которых имеет обводненность и/или темп обводнения выше заданных значений, при этом заданное значение обводненности и/или заданное значение темпа изменения обводненности определяют по среднему значению добывающих скважин, взаимодействующих с нагнетательной скважиной.

Для каждого пласта определяют преимущественную ориентацию фильтрации пластовых флюидов или поле пластовых давлений, или соответствующие розы-диаграммы для трассерных агентов на одном или нескольких режимах, после чего выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждой из его нагнетательной и добывающей скважины.

По данным, полученным в результате исследований, для каждой нагнетательной скважины выбирают и устанавливают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя разнопроницаемые пласты друг от друга и выравнивая профиль приемистости.

По данным, полученным в результате исследований, для каждой добывающей скважины выбирают оптимальные забойные давления для каждого пласта и/или разукрупняют эксплуатируемые ею объекты, разделяя пласты с разным коэффициентом охвата друг от друга и выравнивая профиль притока, и/или переводят в категорию нагнетательных отдельные добывающие скважины.

На рис. 3.1 изображено одновременное нагнетание нескольких трассирующих агентов через несколько нагнетательных скважин, каждая из которых вскрывает по одному пласту, и регистрация их в добывающих скважинах, вскрывающих более одного пласта.

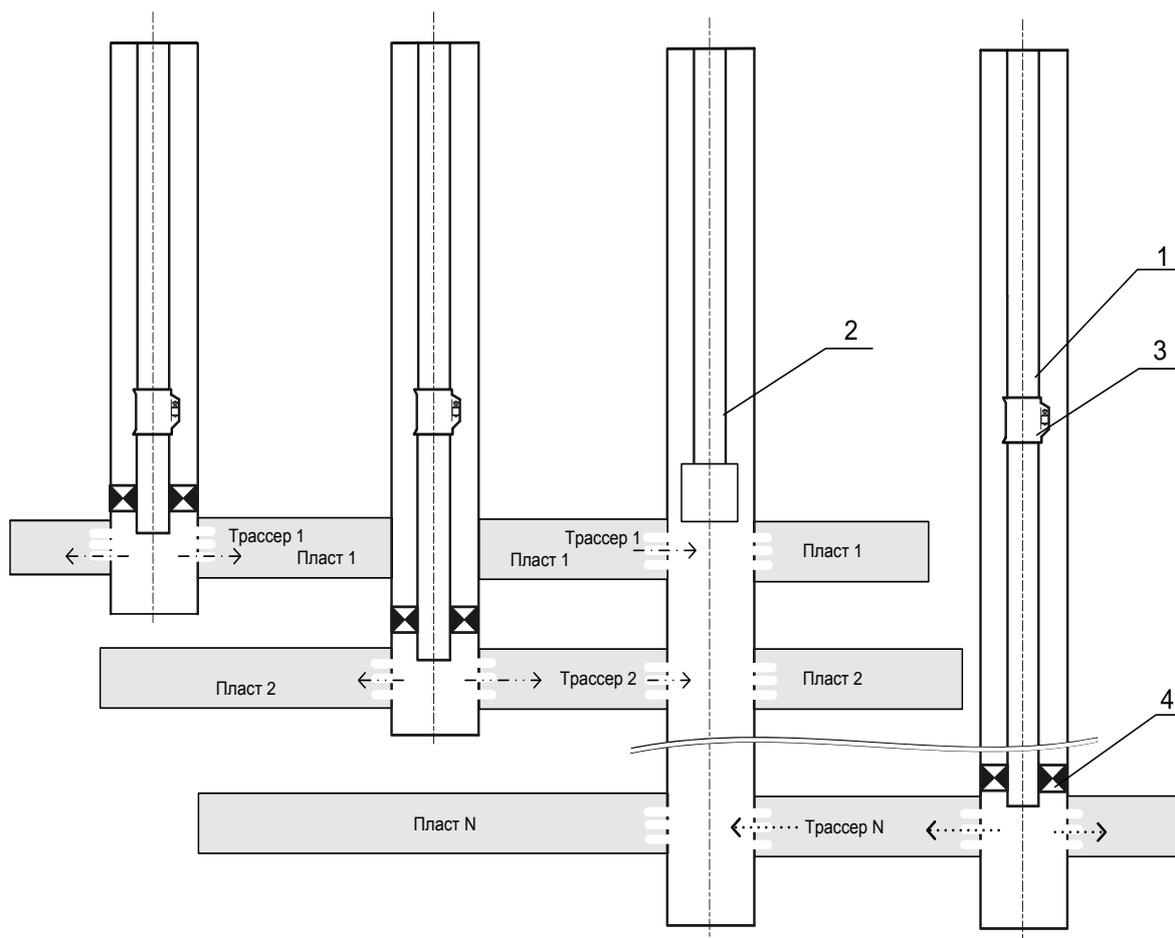


Рис. 3.1. Одновременное нагнетание нескольких трассирующих агентов
 1 – колонна труб нагнетательной скважины; 2 – лифт добывающей скважины;
 3 – скважинная камера, 4 – пакер

На рис. 3.2 изображена закачка нескольких видов трассеров через нагнетательную скважину, вскрывающую несколько пластов, при этом используется компоновка для одновременно раздельной закачки, и каждый из пластов оснащен своей секцией изолирующих пакеров. С другой стороны производится регистрация трассирующих агентов на добывающих скважинах, оборудованных компоновками для одновременно-раздельной или поочередной добычи.

На рис. 3.3 изображена гидродинамическая связь и перетоки из одного пласта в другой в скважинах, оборудованных компоновками для одновременно-раздельной или поочередной закачки и одновременно-раздельной или поочередной добычи.

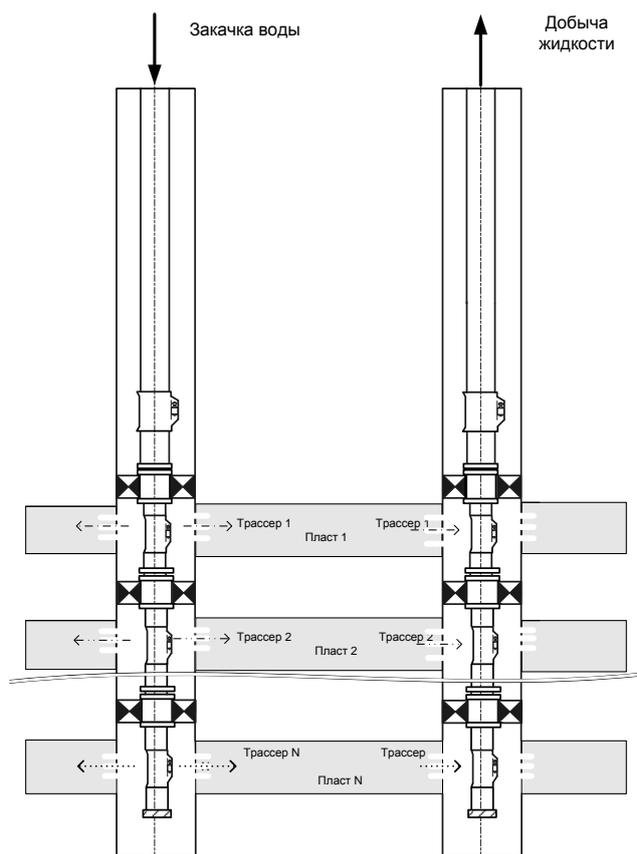


Рис. 3.2. Закачка нескольких видов трассеров

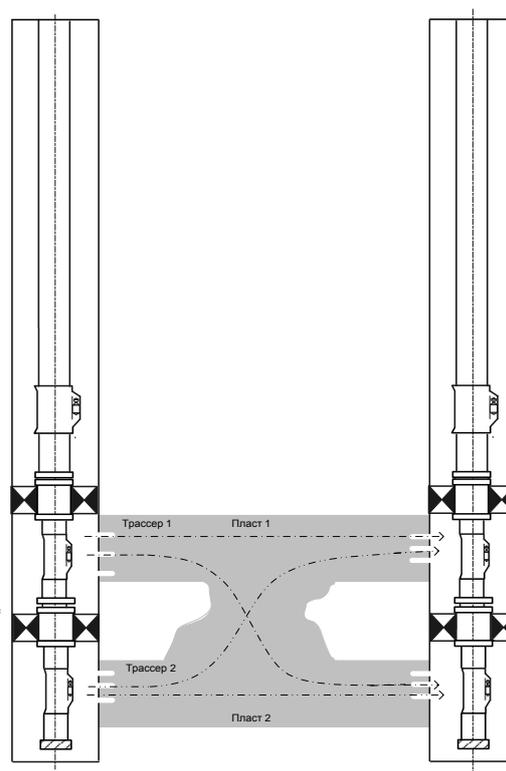


Рис. 3.3. Гидродинамическая связь пластов

На основе трассерных исследований и промысловых данных по каждой добывающей скважине строится характеристика вытеснения, по которой определяют застойные зоны, зоны извлекаемых, трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов углеводородов, а также строятся модели линий тока, которые являются источниками информации о направленности и интенсивности фильтрационных потоков в пласте. Модели линий тока позволяют визуализировать структуру потоков флюидов и дают немедленный «снимок» всей структуры потока и взаимодействия скважин. Совмещение линий тока и распределений насыщенностей в процессе развивающегося заводнения позволяет по линиям тока проследить перемещение фронта вытеснения от нагнетательных к нефтяным скважинам [99]. Совмещение этих карт с построенной картой изохрон обводнения и карт концентрации остаточных запасов углеводородов четко определяют застойные зоны, не охваченные разработкой и распространением закачиваемых вод [100, 101].

3.2. Геолого-физическая характеристика объектов центральной части Приобского месторождения

Лицензионная территория Приобского месторождения («Приобский блок» или «Приобское месторождение») находится на расстоянии 65 км восточнее Ханты-Мансийска и 100 км западнее города Нефтеюганска.

Вблизи Приобского месторождения расположены следующие крупные месторождения, находящиеся в стадии разработки:

1. Приразломное (к юго-востоку от Приобского месторождения),
2. Салымское (в 20 км к востоку),
3. Правдинское (в 57 км к юго-востоку).

Разведочное бурение началось в 1967 году, хотя первые результаты были отрицательными. Месторождение открыто в 1982 году скважиной 151, находящейся на расстоянии 60 км к северо-востоку от города Ханты-Мансийска. При испытании этой скважины – первооткрывательницы на сейсмически выявленной структуре были получены притоки нефти из юрских отложений тюменской свиты (Ю_2) с дебитом $14,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ из интервала 2885 – 2977 м. С другого интервала неоконских отложений АС_{11} , с интервала глубин 2463 – 2467 м, был получен приток с дебитом $5,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

К 1996 году на площади Приобского месторождения было пробурено примерно 220 разведочных и свыше 500 эксплуатационных скважин, причем все эксплуатационные скважины находятся на Северной лицензионной территории. На Южной лицензионной территории было пробурено около 90 разведочных скважин.

На месторождении эксплуатируются одновременно три пласта АС_{10}^1 , АС_{10}^2 и АС_{11}^2 , характеризующиеся ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, а именно:

- низкая проницаемость (пласт АС_{10}^1 – $10,5 \text{ мкм}^2$, АС_{10}^2 – $7,1 \text{ мкм}^2$, АС_{11}^2 – $1,7 \text{ мкм}^2$);
- низкая гидропроводность;
- высокая степень заглинизированности.

Проведению индикаторных исследований предшествовал анализ работы скважин и их технического состояния, а также анализ построений данных дистанционных методов (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка), который показал отсутствие тектонических нарушений на выбранном участке пласта.

3.2.1. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15537 центральной части Приобского месторождения

Интерпретация результатов закачки трассера роданистого аммония по пласту АС₁₀²

Опытно-промышленные работы начаты 17.12.2006 года закачкой трассера в скважину 15537. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₀² ввели 20 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18 МПа и приемистости 240 м³/сут.

Параметры продвижения трассера по пласту рассчитывались по методике института СевКавНИПИнефть [102, 103].

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 16 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 15537 показывает, что из исследуемых 16 скважин в 4 из них обнаружены поступления трассера в течение 17 – 420 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 15537 до этих скважин колеблются от 2360 до 3422 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 5,6 – 138,8 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 1,6 – 7,0 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15537 составляет 830,6 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 42,7 – 101,7 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 2409,4 – 11910,2 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от трех до четырех). Три пика подъема концентрации получены в скважинах 15623, 15624, 15685. Четыре пика концентрации отмечается в скважине 15627. В скважинах 15415, 15444, 15445, 15446, 15475, 15504, 15563, 15592, 15626, 15686, 15712, 427р пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15537, показывают преимущественное распределение продвижения трассирующего агента в двух направлениях: северо-западном и юго-восточном.

Интерпретация результатов закачки трассера флуоресцеина натрия по пласту АС₁₁²

Опытно-промышленные работы начаты 8.12.2006 года закачкой трассера в скважину 15537. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₁² ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18 МПа и приемистости 240 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 9 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 15537 показывает, что из исследуемых 9 скважин в 4 из них обнаружены поступления трассера в течение 12 – 157 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 15659 до этих скважин колеблются от 767 до 3009 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 5,3 – 143,3 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 2,0 – 6,0 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15537 составляет 326,9 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 17,2 – 91,1 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам на несколько порядков выше среднепластового значения и колеблется в интервале 903,9 – 10012,4 мкм². Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН – от одного до пяти). Один пик подъема концентрации получен в скважине 15539. По три пика концентрации отмечаются в скважинах 15599, 15629, 15689. В скважинах 15419, 15480, 15508, 15628, 15630 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15537, показывают преимущественное распределение продвижения трассирующего агента в двух направлениях: северо-западном и юго-восточном.

3.2.2. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15655 центральной части Приобского месторождения

Интерпретация результатов закачки трассера эозина по пласту АС₁₀¹

Опытно-промышленные работы начаты 31.05.2006 года закачкой трассера в скважину 15655. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₀¹ ввели 20 м³ раствора эозина с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18,5 МПа и приемистости 250 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 9 скважинам. Интерпретация закачки трассера ФН на участке со скважиной 15655 показывает, что из исследуемых 9 скважин в 4 из них обнаружены поступления трассера в течение 15,7 – 543,4 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 15655 до этих скважин колеблются от 260 до 1646 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,6 – 38,6 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 0,07 – 2,31 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15655 составляет 720,9 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 53,7 – 316,2 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам на несколько порядков выше среднепластового значения и колеблется в интервале 37,1 – 775,6 мкм².

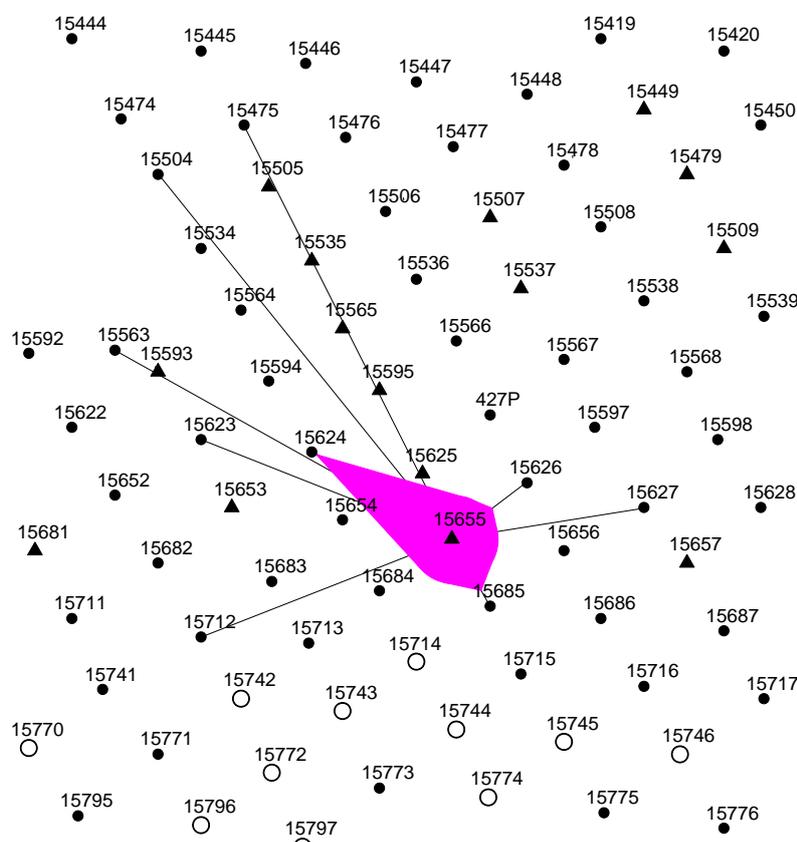


Рис. 3.4. Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения индикатора по пласту АС₁₀¹ от скважины 15655

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ФН – от одного до шести). Один пик подъема концентрации трассера обнаружен в скважинах 15623 и 15626. Четыре пи-

ка обнаружено в скважине 15624. Шесть пиков подъема концентрации получено в скважине 15685. В скважинах 15475, 15504, 15563, 15683, 15627 и 15712 трассер не обнаружен.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15655, показывают преимущественное распределение трассирующего агента в северо-западном направлении.

Интерпретация результатов закачки трассера роданистого аммония по пласту AC_{10}^2

Опытно-промышленные работы начаты 19.09.2006 года закачкой трассера в скважину 15655. Через нагнетательную скважину в пласт AC_{10}^2 ввели 20 м^3 раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18 МПа и приемистости $148 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 16 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 15655 показывает, что из исследуемых 16 скважин в 6 из них обнаружены поступления трассера в течение $14 - 248$ часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 15655 до этих скважин колеблются от 708 до 4012 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: $3,5 - 108,2 \text{ м/ч}$. Приведенные скорости находятся в интервале $1 - 3,7 \text{ м} \cdot \text{МПа/ч}$.

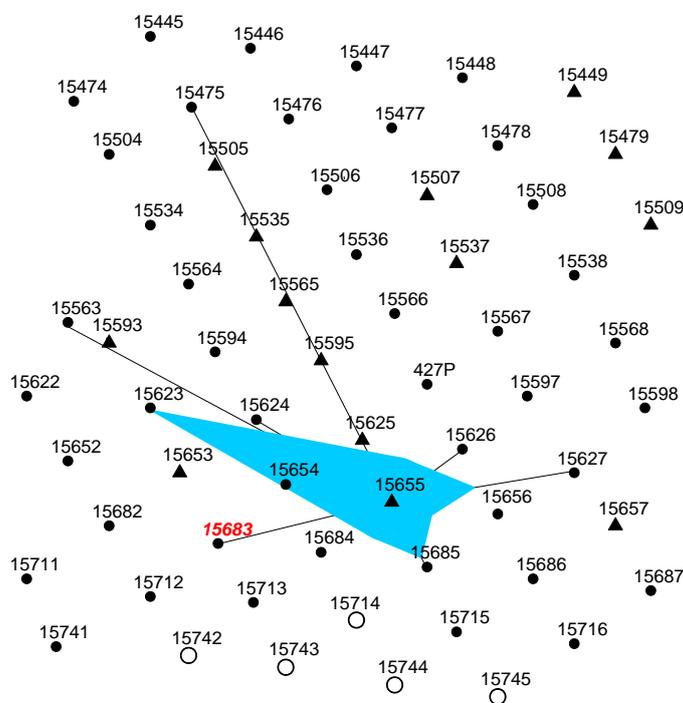


Рис. 3.5. Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения индикатора по пласту AC_{10}^2 от скважины 15655

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15655 составляет 449,5 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 9,7 – 73,1 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам на несколько порядков выше среднепластового значения и колеблется в интервале 493,7 – 5315 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА – от двух до трех). Два пика подъема концентрации получены в скважинах 15563, 15626, 15627, 15683. Три пика концентрации отмечается в скважинах 15623, 15624, 15685. В скважинах 15415, 15444, 15445, 15446, 15475, 15504, 15592, 15686, 15712, 472р пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Необходимо отметить, что в скважине 15683 было обнаружено два индикатора роданистого аммония, закачанного в пласт АС₁₀², и эозин, закачанный в АС₁₀¹, несмотря на то, что в скважине не вскрыт интервал пласта АС₁₀¹. Одной из причин поступления трассера является заколонный переток. В скважине 15683, в интервале пластов АС₁₀¹ – АС₁₀², по заключению качества цементирования обсадной колонны контакт цемент-колонна либо отсутствует, либо отмечается частичное сцепление.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15655, показывают преимущественное распределение продвижения трассирующего агента в двух направлениях: северо-западном и юго-восточном.

3.2.3. Интерпретация результатов закачки трассеров от скважины 15535 центральной части Приобского месторождения

Интерпретация результатов закачки трассера эозина по пласту АС₁₀¹

Опытно-промышленные работы начаты 31.05.2006 года закачкой трассера в скважину 15535. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₀¹ ввели 20 м³ раствора эозина с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 19,0 МПа и приемистости 200 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ЭО по пласту АС₁₀¹ проводился по 11 скважинам. Интерпретация закачки трассера ЭО на участке со скважиной 15535 показывает, что из исследуемых 11 скважин в 7 из них обнаружены поступления трассера в течение 2,6 – 613,2 часа с момента его закачки. Расстояния от скважины 15535 до этих скважин колеблются от 563 до 1473 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 1,0 – 216,6 м/ч. Скорости прохождения части закачиваемой воды, отмеченной индикатором ЭО, значительно превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведенные скорости находятся в интервале 0,07 – 11,84 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15535 составляет 215,1 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 8,2 – 19,3 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам колеблется в интервале 13,3 – 36,9 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ЭО – от одного до семи). Один пик подъема концентрации получен в скважинах 15415, 15444, 15446. Два пика подъема концентрации получено в скважине 15623. Три пика концентрации обнаружено в скважине 15475. Пять пиков концентрации отмечается в скважине 15504. В скважине 15563 прослеживается семь экстремумов концентрации. В скважинах 15624, 15627, 15685, 15712 пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Индикаторные исследования, проведенные по пласту АС₁₀¹, в районе скважины 15535, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в северо-западном и западном направлениях.

Интерпретация результатов закачки трассера тринатрий фосфата по пласту АС₁₀²

Опытно-промышленные работы начаты 19.06.2006 года закачкой трассера в скважину 15535. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₀² ввели 20 м³ раствора тринатрия фосфата с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18,5 МПа и приемистости 96 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ТНФ проводился по 11 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ТНФ на участке со скважиной 15535 показывает, что из исследуемых 11 скважин в 7 из них обнаружены поступления трассера в течение 12 – 176 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 15535 до этих скважин колеблются от 1475 до 3717 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 11,4 – 157,3 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 1,3 – 8,6 м*МПа/ч. Объем каналов НФС в пласте от скважины 15535 составляет 194,7 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 6,4 – 21,8. Проницаемость по воде каналов НФС колеблется в интервале 1332,6 – 17566,5 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ТНФ – от одного до четырех). Один пик подъема концентрации получен в скважинах 15415, 15446. Два пика подъема концентрации получены в скважине 15475. Три пика концентрации отме-

чаются в скважинах 15624, 15685. Четыре пика концентрации отмечается в скважинах 15563, 15623. В скважинах 15444, 15445, 15504, 15592, 15626, 15627, 15686, 15712, 472р пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15535, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: северо-западном и юго-восточном.

Интерпретация результатов закачки трассера флуоресцеин натрия по пласту АС₁₁²

Опытно-промышленные работы начаты 25.06.2006 года закачкой трассера в скважину 15535. Через нагнетательную скважину в пласт АС₁₁² ввели 20 м³ раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 18,5 МПа и приемистости 256 м³/сут.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера ФН проводился по 11 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера ФН на участке со скважиной 15535 показывает, что из исследуемых 11 скважин в 7 из них обнаружены поступления трассера в течение 12 – 320 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 15535 до этих скважин колеблются от 1534 до 3835 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 5,4 – 127,8 м/ч. Приведенные скорости находятся в интервале 1,15 – 8,49 м*МПа/ч.

Объем каналов НФС в пласте от скважины 15535 составляет 520,4 м³. Распределение объемов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 17,3 – 61,8 м³. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим колеблется в интервале 1028,7 – 12550,6 мкм².

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера ТНФ – от четырех до семи). Один пик концентрации отмечается в скважине 15446. Два пика – в скважине 15415. Четыре пика – в скважинах 15563, 15623. В скважинах 15444, 15445, 15504, 15592, 15626, 15627, 15686, 15712, 472р пиков концентрации не отмечается из-за отсутствия воды.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 15535, показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в двух направлениях: северо-западном и юго-восточном [104].

Анализ результатов закачки трассеров в скважину 15535

В мае-июне 2006 года в нагнетательную скважину 15535, оборудованную компоновкой для одновременно-раздельной закачки (рис. 3.6), ввели:

- в пласт AC_{10}^1 раствор эозина;
- в пласт AC_{10}^2 раствор тринатрия фосфата;
- в пласт AC_{11}^2 раствор флуоресцеина натрия.

Отбор проб производился по 11 добывающим скважинам, 8 из которых работают на трех пластах, и 3 скважины – на двух пластах. Анализ интерпретации закачки трассеров на участке со скважиной 15535 показывает, что из исследуемых 11 скважин в 7 из них обнаружены поступления трассера.

Проведенные индикаторные исследования на участке со скважиной 15535 свидетельствуют о наличии разветвленной и гидродинамической сети аномально высокопроницаемых каналов (НФС) [105].

По пласту AC_{10}^1 : объем каналов НФС оценивается в размере 215,1 м³, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС варьирует от 1 до 216,6 м/час, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне 13,3 – 36,9 мкм².

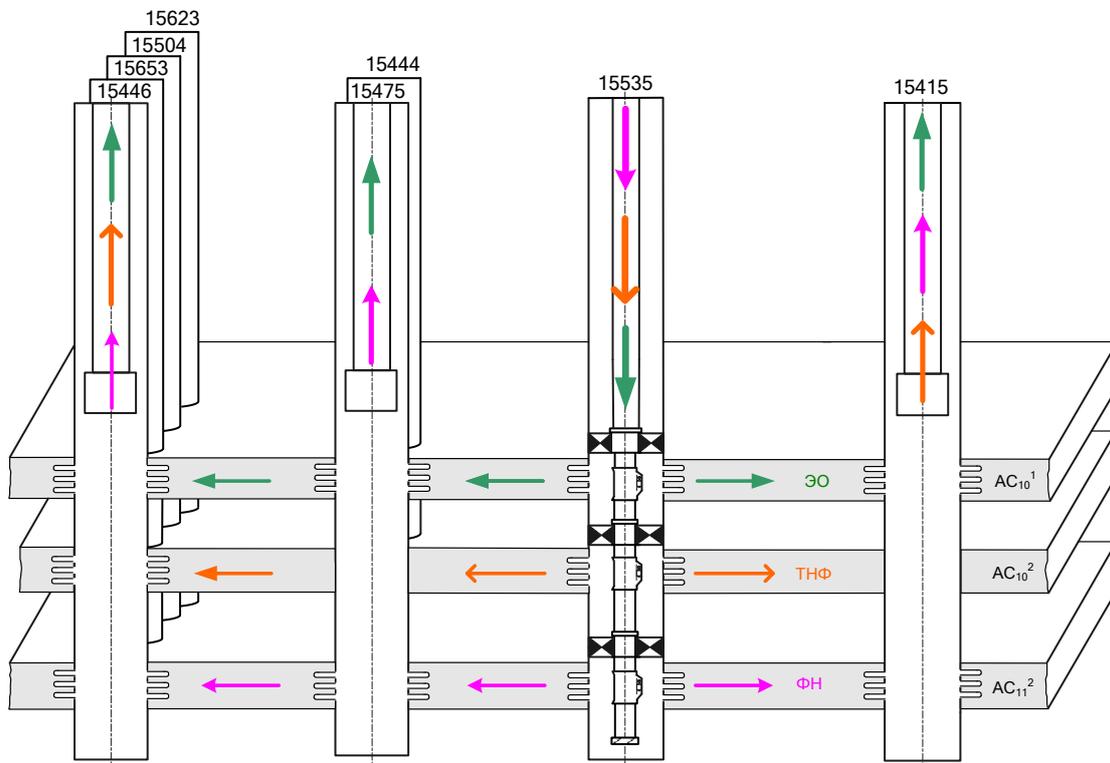


Рис. 3.6. Схема закачки индикаторов в скважину 15535

По пласту AC_{10}^2 : объем каналов НФС оценивается в $194,7 \text{ м}^3$, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС варьирует от $11,4$ до $157,3 \text{ м/час}$, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне $1332,6$ до $17566,5 \text{ мкм}^2$.

По пласту AC_{11}^2 : объем каналов НФС оценивается в $520,4 \text{ м}^3$, скорость прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС варьирует от $5,4$ – $127,8 \text{ м/час}$, проницаемость каналов НФС лежит в диапазоне $1028,7$ – $12550,6 \text{ мкм}^2$.

Карта распространения трассеров по исследуемому участку приведена на рис. 3.7. Некоторые авторы [106] утверждают, что наложение карт распространения индикаторов с зональной картой локальной составляющей позволяет наметить распространения индикаторов по пласту. При сопоставлении диаграмм распространения трассеров по участку отмечается корреляция распространения индикаторов с картами гидропроводности (рис. 3.8 – 3.10).

Необходимо отметить, что анализ проб жидкостей из всех скважин проводился на наличие трех индикаторов. В скважине 15415, несмотря на то, что в ней перфорированы 2 пласта AC_{10}^1 и AC_{11}^2 , обнаружен индикатор тринатрийфосфат, который по результатам исследований поступил через 38 часов. Произведенные расчеты показали, что скорость поступления индикатора составила $77,6 \text{ м/час}$, объем канала НФС – $17,3 \text{ м}^3$, проницаемость – $605,2 \text{ мкм}^2$.

Главной причиной появления в скважине 15415 (в скважине вскрыты пласты AC_{10}^1 и AC_{11}^2) закачанного в пласт AC_{10}^2 индикатора, возможно, является межпластовый переток. Скважины расположены на крыле куполовидного поднятия, на участке, где, по мнению многих авторов, отмечается наличие зоны разуплотнения горных пород, которая характеризуется развитой сетью дилатантной природной трещиноватости. Данное поднятие прослеживается в разрезе пластов AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2 (рис. 3.11 – 3.13), в результате этого на участке в интервале между скважинами 15415 и 15535 возможно наличие перетока между пластами. Многими исследователями в качестве меры величины тектонических деформаций, как следствие развития трещиноватости, рассматривалась кривизна слоев на складках, а также ее производные [107, 108]. Авторами в ряде случаев отмечалась связь между плотностью трещиноватости и кривизной слоя. Основанием для использования кривизны в качестве параметра, отражающего деформированность пород, служит заключение о том, что радиус кривизны достаточно полно отражает распределение деформаций.

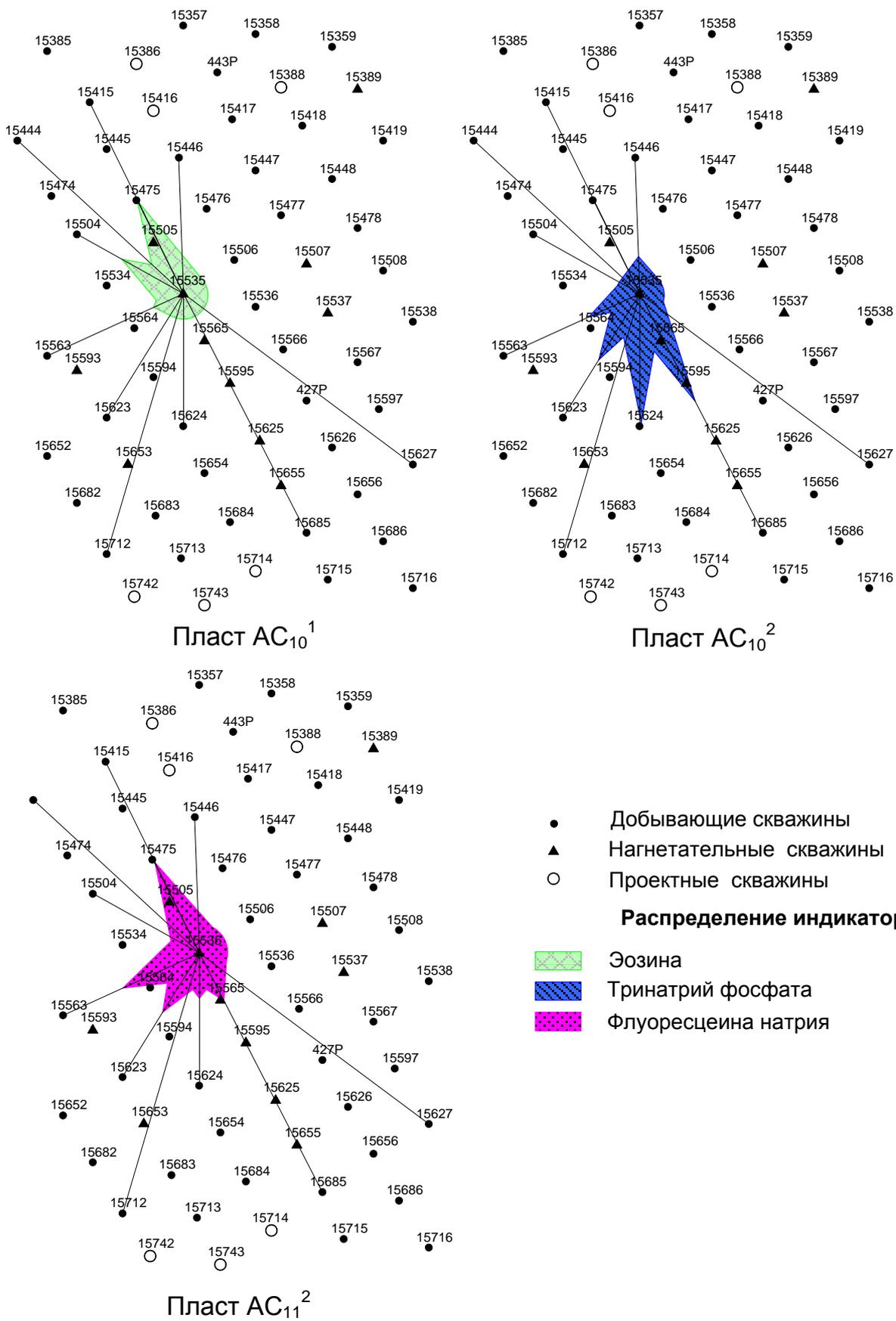


Рис. 3.7. Карта распространения трассеров по исследуемому участку

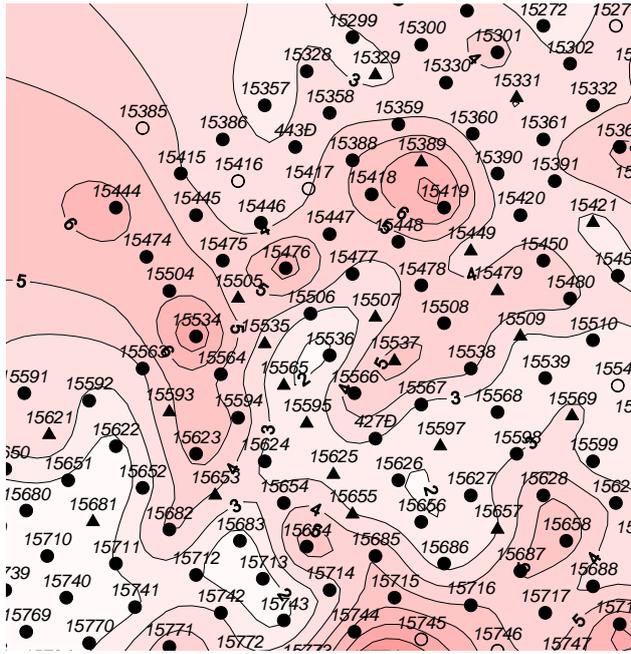


Рис. 3.8. Карта гидропроводности пласта AC_{10}^1

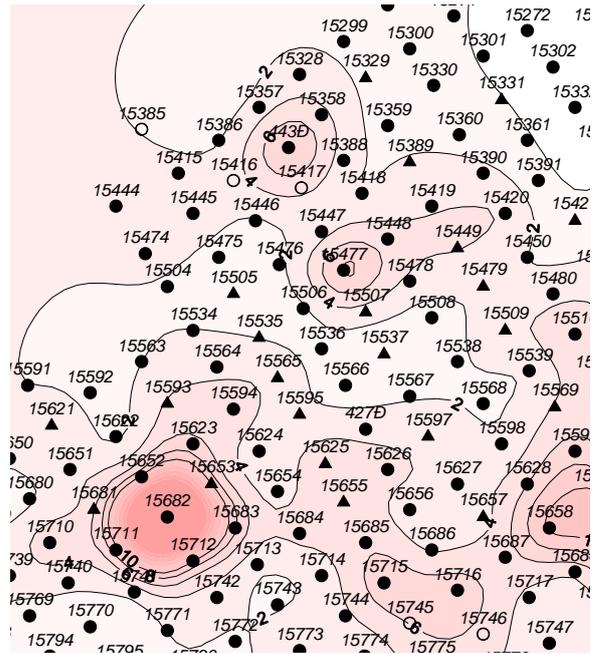


Рис. 3.9. Карта гидропроводности пласта AC_{10}^2

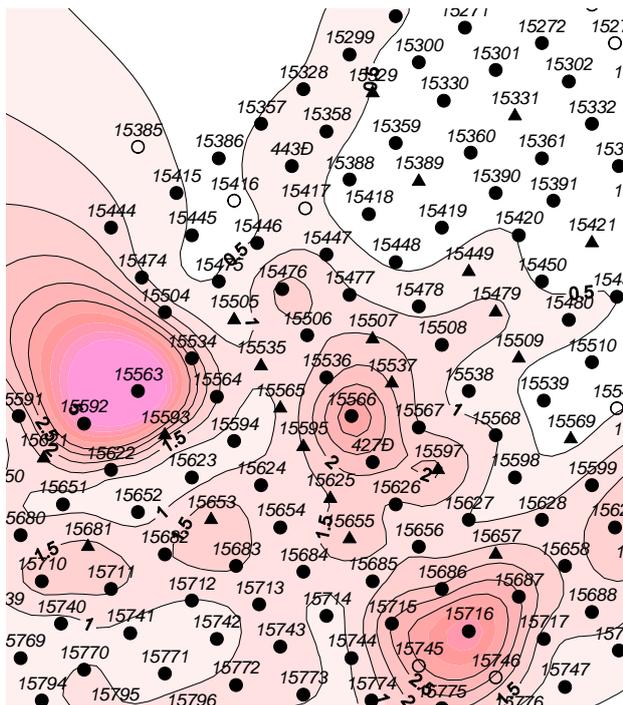


Рис. 3.10. Карта гидропроводности пласта AC_{11}^2

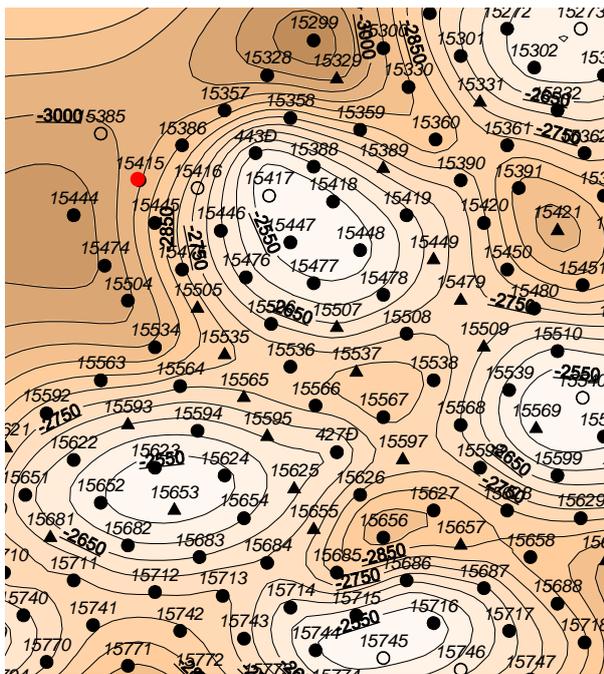


Рис. 3.11. Структурная карта по пласту АС₁₀¹

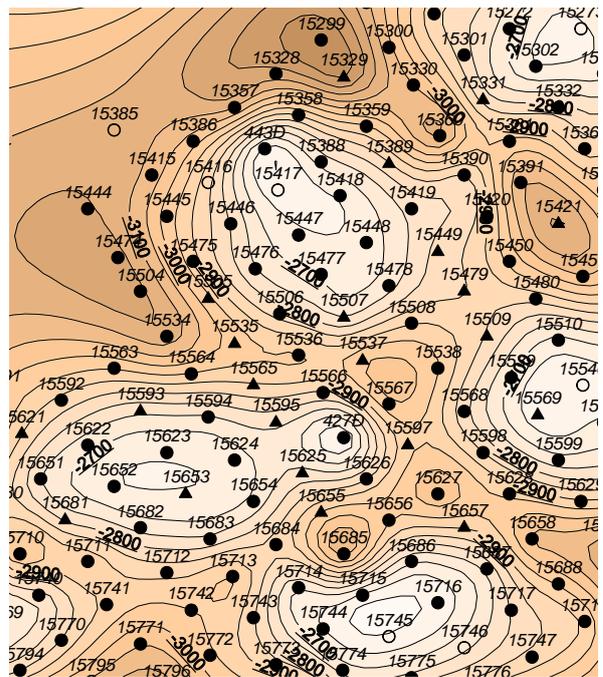


Рис. 3.12. Структурная карта по пласту АС₁₀²

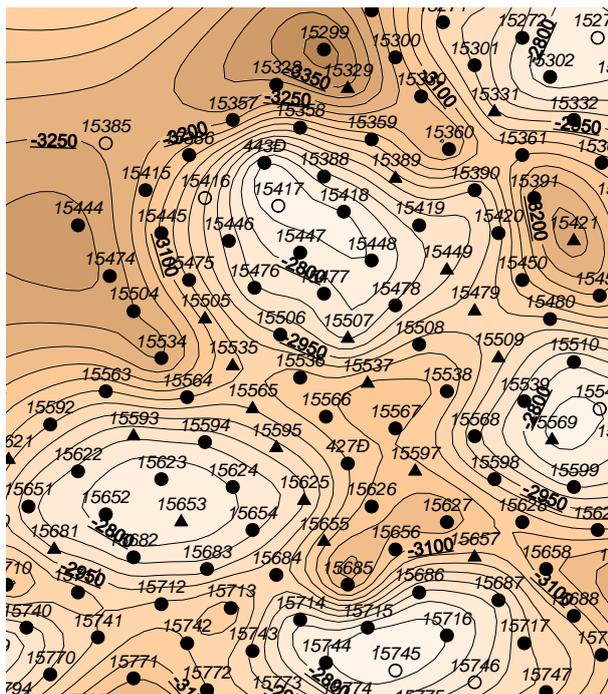
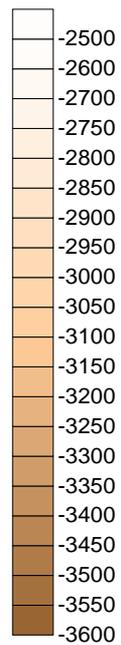


Рис. 3.13. Структурная карта по пласту АС₁₁²



Шкала глубин

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные трассерные исследования на многих месторождениях Западной Сибири свидетельствует о существовании каналов низкого фильтрационного сопротивления, которые образуются в процессе разработки месторождений и носят преимущественно техногенный характер. Изучение движения жидкостей в пористых средах свидетельствует о наличии некоторых преимущественных направлений, в которых наблюдаются более интенсивные фильтрационные потоки при одних и тех же перепадах давления. Распределение трассеров по простиранию в большинстве случаев осуществляется в двух направлениях: с юго-запада на северо-восток; с северо-запада на юго-восток.

Проведенные индикаторные исследования в пластах, имеющих тектонические нарушения, показывают неэффективность расположения нагнетательных скважин вблизи разломов, т.к. нагнетаемая в пласт вода в таких зонах не совершает работу по нефтевытеснению, что подтверждается высокой скоростью прохождения индикаторов и их стабильным выносом к добывающим скважинам.

Для более полного коэффициента охвата пласта заводнением нагнетательные скважины необходимо располагать параллельно направлениям, в которых наблюдаются более интенсивные фильтрационные потоки.

При изучении процесса образования техногенных трещин в терригенных коллекторах установлено, что при длительной работе нагнетательных скважин на участках пластов, вокруг них образуются техногенные трещины в результате постоянного давления нагнетания, превышающего минимальное давление ГРП в среднем на 82%. Промысловыми исследованиями также установлено, что образование трещин при гидроразрыве для терригенных коллекторов происходит при значении давления ниже вертикального горного, и давление разрыва в скважинах, расположенных на крыльях сводов, меньше, чем в скважинах, расположенных в других частях залежей в среднем на 36%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Султанов С.А., Зайцев В.И., Антонов Г.П. О некоторых закономерностях движения меченой жидкости по пласту. – вып. 42. Бугульма: Труды ТатНИПИнефть, 1980. – С. 65 – 70.
2. Звягин Г.А. Применение метода индикаторов для изучения строения нефтяных залежей и контроля за их разработкой. – вып. 12. Пермь: Труды ПермНИПИнефть, 1975. – С. 171 – 184.
3. Технология полииндикаторного контроля фильтрации нагнетаемой в пласт воды с использованием индикаторов радикального типа РД 39-0147716-206-87.
4. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: Недра, 1975. – 215 с.
5. Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983 – С. 396 – 409.
6. Свалов А.М. Эффекты локального влияния трещин на фильтрационные процессы в продуктивных пластах. – Нефтяное хозяйство. №5, 2007. – С. 62 – 65.
7. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х., Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления. Нефтепромысловое дело №6. – М., 1996. – С. 13 – 18.
8. Ипатов А.И., Залетова Д.В. Причина высоких скоростей фильтрационных потоков при трассировании индикаторами. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – №10, 2004. – С. 57 – 62.
9. Ипатов А.И., Кремнецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
10. Медведский Р.И., Бодрягин А.В., Николаев А.Ю. и др. Совершенствование методики проведения индикаторных исследований с целью повышения качества контроля над разработкой объекта: Сборник докладов VII научно – практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Т.3. – Ханты-Мансийск, 2003. – С. 106 – 112.
11. Саулей В.И., Хозяинов М.С., Тренчиков А.Ю. Комплексное изучение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами индикаторными и геофизическими методами. – №123 – 124. – Каротажник, 2004. – С. 96 – 109.
12. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 158 с.
13. Kirk D. Method for determining flow patterns in subterranean petroleum and mineral containing formation, US4420565. Dec.13, 1983.
14. Букин И.И., Ганиев Р.Р., Аснбаева Д.Н., Калмацкий С.П. Определение скорости и направления фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов. – вып. 62. – Уфа: Труды БашНИПИнефть, 1981. – С. 65 – 71.
15. Трофимов А.С., Кривова Н.Р. и др. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири. – Москва: Труды Международного технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи» 21 – 23 марта, 2003. – С. 378 – 384.

16. Баженов А.Н., Антипов Н.А. Изучение особенностей и условий разработки горизонта ЮВ Мало-Черногорского и Ай-Еганского месторождений методом индикаторов/ Фонды ООО «СП «Ваньеганнефть», 1989. – 82 с.
17. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
18. Трофимов А.С., Артамонова Г.Н. Разработка рекомендации по регулированию заводнения пласта ЮВ₁ Ершового месторождения на основе закачки трассеров (отчет)/ Фонды Нижневартовск НИПИнефть, 1992. – 240 с.
19. Трофимов А.С., Кривова Н.Р., Поняев С.В. Трассерные исследования участков пластов ЮВ₁ Южного месторождения (отчет)/ Фонды НИИ «СибГеоТех», 2005. – 62 с.
20. Трофимов А.С., Кривова Н.Р., Поняев С.В., Галлиев Ф.Ф. Трассерные исследования пластов группы «Ю» Котынской площади. – Вестник недропользователя №18, 2007. – С. 44 – 46.
21. Трофимов А.С., Кривова Н.Р., Петрова С.В. и др. Индикаторные исследования для построения геологической модели залежи ПК19 Ван – Еганского месторождения. – Научно-технический вестник «Каротажник» №3 – 4 (116 – 117), 2004. – С. 181 – 187.
22. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/Под ред. А. Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. – 608 с.
23. Andersen K. H., Baker R. L., Raooifi I., 1963. The Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs. Proceeding of the Sixth World Petroleum Congress, Section II, Paper 14.
24. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. – вып. 8. – Труды Гипровостокнефть, 1965. – С. 74 – 86.
25. Калачева В.Н., Кноринг Л.Д. Закономерность развития трещиноватости по структурам различного типа (в складчатых и платформенных областях). – вып. 242. – Труды ВНИГНИ, 1965. – С. 113 – 157.
26. Методика изучения трещиноватости горных пород и трещиноватых коллекторов нефти и газа. – вып. 276. – Труды ВНИГРИ, 1969. – С. 7 – 75.
27. Новикова А.С. О трещиноватости осадочных пород восточной части Русской платформы. – №5. – «Изв. АН СССР», 1951. – С. 68 – 86.
28. Усачев П.М., Лесик Н.П. Гидравлический разрыв с подземным обследованием зоны разрыва // Нефтяное хозяйство. – 1958. – №5. – С. 28 – 37.
29. Heck E.T. Hydraulic fracturing in light of geologic conditions. Producer Monthly, 1960, vol. 24, No. 11, p. 12 – 19.
30. Журнал Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. URL: <http://magazine.neftegaz.ru/>.
31. Отчет о выполнении работ по теме «Детальные петрофизические исследования керн из пластов ЮВ₁¹, ЮВ₁² и Баженовской свиты Ван-Еганского месторождения скв. 3300 куста 72». – Том 1. – Тверь, 2005. – 67 с.
32. Регуш В.А. Трещиноватость девонских терригенных отложений Ромашкинского и Елховского месторождений. – вып. VIII. – Труды ТатНИИ, 1965. – С. 167 – 174.
33. Котяхов Ф.И., Сидоркин Н.А. Об использовании телевизионных и фототелевизионных систем в добыче нефти. – №5. – Нефтяное хозяйство, 1967. – С. 40 – 43.

34. Крылов В.И., Бланов Г.Б., Сидоров А.И. Осложнения при бурении скважин. – «Недра», 1965. – 245 с.
35. Громович В.А., Емельянова Л.А. и др. Результаты закачки флуоресцина в нефтяную залежь пласта А₄ башкирского яруса Покровского месторождения Куйбышевской области. – вып. IX. – Труды Гипростокнефть, 1967. – С. 194 – 197.
36. Абдулин Ф.С. Расслоение пород девонского продуктивного горизонта при законтурном заводнении // Нефтяное хозяйство. 1958. №1. – С. 44 – 50.
37. Абдулин Ф.С., Тарко Я.Б. Влияние трещиноватости продуктивных пород на заводнение месторождения Узень. – Нефтяное хозяйство №8, 1980. – С. 39 – 43.
38. Логинов А.Ф. Трещины в пластах девонских песчаников и их влияние на приемистость нагнетательных скважин. – №3. – «Нефтяное хозяйство», 1963. – С. 36 – 42.
39. Шустеф И.Н., Викторин В.Д. Эффективность применяемых систем заводнения на месторождениях Пермской области. М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 107 с.
40. Медведский Р.И. Концепция струйного вытеснения нефти водой // Вестник Удмуртского университета. – №9. – Ижевск, 2002. – С. 121 – 129.
41. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – № 6, 1997. – С. 69.
42. Медведский Р.И., Соколов В.С. Техногенные причины низкой выработки запасов нефти [Электронный ресурс]. URL: http://www.tmn.ru/~erip/rus/AbstractSc_rus/TyumGNGU_rus.html.
43. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. – М.: Недра, 1996. – 197 с.
44. Mader D. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing. Developments in petroleum science. – Elsevier Science Publishers, 1989 – V. 26.– 1240 pp.
45. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch R.W. Recent advances in hydraulic fracturing. – Monograph Series. SPE of AIME. Richardson. – TX, 1989. – V. 12.
46. Schechter R.S. Oil well stimulation.– Prentice Hall. Englewood Cliffs. NJ, 1992. – 278 p.
47. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
48. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. – Сер. Нефтепромысловое дело, 1985. – 61с.
49. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов на основе современных компьютерных технологий. РД 153-39.2-032-98/ Кац Р.М., Каневская Р.Д. и др. – М.: Минтопэнерго РФ, 1998. – 70 с.
50. Викторов С.Д. и др. Оценка нарушенности сплошной среды при многократном динамическом нагружении // ФТПРПИ, №2, 1997. – С. 33 – 36.
51. Пospelova T.A. Исследование напряженно-деформированного состояния нефтяных пластов и обоснование методики информационного обеспечения на разных стадиях их разработки. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. Наук. – Тюмень, 2006.

52. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кремнецкий М.И. Мажар В.А., Гуляев Д.Н. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть». – №12. – Нефтяное хозяйство, 2003.
53. Бодрягин А.В., Медведский Р.И., Никитин А.Ю., Ишин А.В. Способ разработки нефтяного месторождения, представленного пористо-трещиноватым коллектором. Патент РФ 2171368 от 27.10.2000 г.
54. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р. и др. Способ исследования и разработки многопластового месторождения углеводородов, Патент РФ №2315863 от 27.01.2008г.
55. Смехов Е.М. Проблема трещинных коллекторов нефти и газа и методы изучения // Тр. ВНИРНИ. – Вып. 264, 1968. – С. 7 – 126.
56. Смехов Е.М. Методика изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа // Тр. ВНИРНИ. – Вып. 267. – Л.: Недра, 1969. – С. 5 – 125.
57. Прозорович Г.Э. и др. Новые данные о трещиноватости коллекторов баженовской свиты // НТС.Сер. Проблемы нефти и газа Тюмени. – Вып. 18, 1973. – С. 7 – 9.
58. Смехов Е.М. Методика изучения трещиноватости горных пород трещинных коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1969. – 828 с.
59. Пилатовский В.П. Уравнение фильтрации однородной жидкости в тонком микротрещиноватом пласте. – Ежегодник ВНИИ. Теория и практика добычи нефти. – М., 1988. – С. 109 – 122.
60. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И., Дубков И.Б., Краснова Т.Л. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень: ООО НИПИКСБ – Т, 2001. – 460 с.
61. Телков А.П., Грачева Н.С., Каширина К.О. Обоснование модели микро- и макро- трещиновато-пористого пласта для сеноман-неокомских отложений месторождений Западной Сибири, Новые технологии для ТЭК Западной Сибири. Вып. 2: Сб. научн. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С. 39 – 51.
62. Аширов К.Б. Трещиноватость коллекторов месторождений Куйбышевского Поволжья. – вып. №3. – Тр. Гипровостокнефть, Гостоптехиздат, 1961. – С. 3 – 20.
63. Hermasen H., Thomas L.K., Sylte J.E., Aasboe B.T. Twenty five years of Ekofisk reservoir management . Paper SPE 38927 presented at the SPE ATCE, San Antonio, 5 – 8 Oct., 1997.
64. Сурначев Д. Казанцев Ю. О влиянии геодеформационных процессов на разработку Самотлорского месторождения. Бурение и нефть. – вып. №3, 2006. – С. 35 – 37.
65. Абрамович М.В. О принципах рациональной разработки нефтеносных площадей. Вопросы рациональной разработки и охраны залежей нефти: Сборник статей, 1927.
66. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
67. Щелкачев В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча – история развития, современное состояние и прогнозы: Монография. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 128 с.

68. Максимов М.И., Рябина З.К. О значении редких сеток скважин для народного хозяйства и резервных скважин для повышения нефтеотдачи пласта. – Нефтяное хозяйство №3, 1967. – С. 20 – 25.
69. Лысенко В.Д. Управление научно-техническим прогрессом в области извлечения запасов нефти // Нефтепромысловое дело. 2005. №10. – С. 5 – 8.
70. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений – М.: «Недра», 1970. – 288 с.
71. Аширов К.Б, Боргест Т.М., Анисимов П.А. О необходимости внедрения новых технологий разработки залежей углеводородов. Геол., геофиз. и разр. нефт. месторождений, №12, 1997. – С. 13 – 17.
72. Баймухаметов. К.С., Гайнуллин К.Х., Исхаков И.А., Лозин Е.В., Родионов В.П. Проектирование и практика разработки месторождений Башкортостана. Сб. Проектирование и практика разработки нефтяных месторождений. Материалы научно-практической конференции (г. Москва. ЦКР, 6 – 8 апреля 1999г.). Изд. ВНИИОЭНГ, 1999. – С. 142 – 159.
73. Бегишев В.А., Иванова М.М., Клярковский Г.В., Чоловский И.П. Состояние и перспективы разработки Ромашкинского месторождения // Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений: Сб. – Гостоптехиздат, 1963. – С. 28 – 34.
74. Бочаров В.А. Разработка пластов в условиях проявления начального градиента давлений. – Изд. ВНИИОЭНГ, 2000. – 251 с.
75. Горюно В.А., Хусаинов В.М., Гумаров Н.Ф. Довыработка заводненных зон в условиях однопластового объекта. Тр. научн.-практич. конф., посвященной 50-летию открытий девонской нефти Ромашкинского мест. – Казань: Изд. Новое знание, 1998. – С. 77 – 81.
76. Гузеев В.В., Пастух П.И. Опыт доработки месторождений Шаимского района на поздней стадии: Материалы совещания в г. Альметьевске, сент. 1995. – Изд. ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 323 – 332.
77. Довжок Е.М., Иванишин В.С., Одноприенко В.П., Микитко И.Т, Гуька Н.Н. Опыт уплотнения сетки скважин на низкопроницаемом неоднородном объекте. – Нефтяное хозяйство №9, 1982. – С. 25 – 28.
78. Иванова М.М. Центральная комиссия по разработке – научная школа нефтяников страны. Сб. «У руля разработки нефтяных месторождений (35 лет ЦКР Минтопэнерго РФ)». – Москва, 1998. – С. 52 – 90.
79. Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. – Уфа Башкир. книжн. изд., 1987. – 152 с.
80. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – т. I, II – Изд. ВНИИОЭНГ, 1995. – 407, 286 с.
81. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. – Изд. Недра, 1970. – 336 с.
82. Сергеев В.Б. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу водонефтяных зон залежей Арланского месторождения. – Нефтяное хозяйство. №2, 1985. – С. 23 – 28.
83. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин. – Нефтяное хозяйство №10, 1979. – С. 39 – 43.

84. Янин А.Н., Московцев О.А., Коробовкин Р.В. Регулирование разработки однородных высокообводненных пластов путем дополнительного разрезания. – Нефтяное хозяйство №8, 1980. – С. 35 – 39.
85. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – Изд. «Недра», 1997. – 397 с.
86. Сурначев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – Изд. «Недра», 1987. – 230 с.
87. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – Изд. «Недра», 1971. – 231 с.
88. Максимович Г.К., Об аналогии в строении и продуктивности грозненских и иранских залежей. – Нефтяное хозяйство №3, 1967. – С. 20 – 25.
89. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Грааль, 2002. – 314 с.
90. Закиров С.Н., Бакиров Э.А., и др. Способ разработки нефтегазовой залежи с трещиноватым коллектором. Авторское свидетельство СССР №1656117 А1.
91. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Труды международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». – М., 2004. – С. 40 – 44.
92. Николаев А.Ю., Медведев Е.А., Гапонова Л.М. Анализ качества карт изобар на основе метода математического баланса: Труды конференции молодых специалистов. – Томск, 2003. – С. 86 – 89.
93. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. – М., Недра, 1974. – 224 с.
94. Гапонова Л.М. Применение гидродинамического моделирования при принятии решений по управлению разработкой месторождений: Материалы Первой творческой конференции молодых специалистов ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз». – Изд-во ЗАО «Издательский дом «Благовест», 2001. – С. 9–12.
95. Волков В.А. Моделирование геологических поверхностей в связи с задачами размещения скважин и установления достаточности разведки нефтяных и газовых месторождений. – Обзорная серия: Математические методы исследований в геологии. – М.: ВИЭМС, 1977. – С. 71 – 73.
96. Schaback R., Wendland H. Special Cases of Compactly Supported Radial Basis Functions. – Manuscript, Gottingen, 1993.
97. Николаев А.Ю. Исследования и разработка технологий ограничения водопритоков в добывающих скважинах, вызванных прямым сообщением с нагнетательными скважинами. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень, 2005. – 154 с.
98. Шарифов М.З., Леонов В.А., Гарипов О.М., Кривова Н.Р. и др. Способ раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины и установка для ее реализации. Заявка на изобретение №2006137251/03 от 20.10.2006г. Публикация 27.04.2008 Бюл. № 12.
99. Костюченко С.В. Методика количественного анализа эффективности реализуемых систем заводнения на основе моделей линий тока: Труды международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». – М., 2005. – С. 236 – 244.

100. Трофимов А.С., Кривова Н.Р., Галимов И.М., Поняев С.В. «Нестационарное заводнение на Покачевском месторождении. – Вестник недропользователя №18, 2007. – С. 41 – 43.

101. Сорокин А.В., Войтов О.В. Кривова Н.Р. Построение карт концентрации остаточных запасов углеводородов. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – №7, 2008. – С. 32 – 35.

102. РД 39-014-7428-89. Методическое руководство по технике проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей. СевКавНИПИнефть – Соколовский Э.В. и др. – Грозный, 1989. – 79 с.

103. Тренчиков Ю.И. Совершенствование индикаторных методов исследований нефтяных залежей и контроля процессов разработки: Автореферат на соискание ученой степени к.т.н. – Грозный, 1983. – 20 с.

104. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р., Бердников С.В., Хазигалеева З.Р. и др. «Трассерные исследования центральной части объекта АС₁₀¹+АС₁₀²+АС₁₁² Приобского месторождения» (отчет)/ Фонды НИИ «СибГеоТех», 2006. – 299 с.

105. Грачев С.И., Кривова Н.Р., Сорокин А.В. Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях. Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №5, 2008. – С. 13 – 15.

106. Иванов С.В., Галлямов К.К. и др. Совершенствование методики проведения индикаторных исследований на основе комплексирования с данными дистанционных методов. – НТВ «Каротажник» № 4, 2004. – С. 174 – 180.

107. Прокопенко А.И., Карогодин Ю.Н. Количественные подходы к изучению платформенных деформаций и прогнозирование структурных планов глубоких горизонтов нефтегазоносных областей // Комплексные геолого-геофизические методы поисков и подготовки структур под глубокое бурение на нефть и газ в Восточной Сибири. – Красноярск, 1975. – С. 122 – 125.

108. Самойлович Ю.Г. Исследование изгиба пласта по структурной карте для прогнозирования зон повышенной трещиноватости пород Приенисейского севера // Исследования по тектонике, неотектонике и структурной геологии с применением количественных методов. – Л., 1969. – С. 5 – 24.

109. Дудиков В.С., Антонов Д.Ю., Абраменкова Е.В., Замуллиная Ж.В. Проведение индикаторных исследований на объектах ООО «СП «Ваньеганнефть». Ван-Еганское, Ай-Еганское месторождения (отчет)/ ООО «СП «Ваньеганнефть», 2008. – 60 с.

110. Трофимов А.С., Леонов В.А., Кривова Н.Р., Зарубин А.Л. и др. Способ разработки месторождения углеводородов. Патент РФ №2292453 от 27.01.2007 г. Заявка на изобретение № 2005105146 от 24.02.2005г.

111. Трофимов А.С., Кривова Н.Р., Совершенствование системы разработки коллекторов с разрывными нарушениями: Сб. науч. тр. региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа. – том 1. – Тюмень, 2005. – С. 291 – 298.

Научное издание

Кривова Надежда Рашитовна

**ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ С РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ**

В авторской редакции

Дизайн обложки *А. В. Клеменко*

Подписано в печать 13.03.2014. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 6,0.
Тираж 65 экз. Заказ № 556.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.