

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА  
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)  
ИМЕНИ И. М. ГУБКИНА

---

На правах рукописи  
УДК 550.832+550.832.9:622.276

**МОРОЗОВСКИЙ НИКИТА АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ  
РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ  
ИСКУССТВЕННОЙ И ЕСТЕСТВЕННОЙ МАКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы  
поисков полезных ископаемых»

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Научный руководитель:**  
д.т.н., профессор  
Кременецкий М.И.

Москва - 2016

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ТРЕЩИНОВАТОСТЬ, КАК ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ НАУКИ .....	12
1.1 Новые вызовы в изучении трещиноватости.....	12
1.2 Изучение естественной трещиноватости на макроуровне.....	13
1.3 Определение параметров макро трещиноватости методами промысловой геофизики.....	15
1.4 Естественная трещиноватость как объект исследований методов ГИС в процессе работы скважины. ....	17
1.4 Искусственная трещина – новый объект исследований .....	18
1.7 Влияние различных видов трещиноватости на процесс контроля разработки и связанные с ним неопределенности. Постановка задач диссертационной работы. ....	20
ГЛАВА 2 ЛОКАЛИЗАЦИЯ МАКРОТРЕЩИНОВАТЫХ ЗОН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	23
2.1 Обоснование актуальности и необходимости обособленного подхода к анализу коллекторов, осложненных макротрещиноватостью. ....	23
2.2 Результаты текущих гидродинамических исследований скважин .....	26
2.3 Описание модели пластовой системы .....	28
2.4 Анализ результатов моделирования .....	30
2.5 Решаемые задачи и применение технологии на современном этапе.....	43
2.6 Выводы.....	45
ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ МОДЕЛИ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛАМ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТОЙ СИСТЕМЫ ЕСТЕСТВЕННЫХ МАКРОТРЕЩИН .....	47
3.1 Особенности изучения работы горизонтальных скважин в коллекторах низкой пористости, осложненных системой проводящих макротрещин. ....	47
3.2 Изученность объекта и состояние контроля разработки на момент начала внедрения предлагаемого комплекса.....	50
3.3 Неопределённость модели фильтрации к горизонтальным стволам в условиях развитой естественных макротрещин. ....	54
3.4 Формирование комплекса промыслово-геофизических исследований для уточнения модели притока к горизонтальным стволам. ....	60
3.5 Комплексирование разномасштабных исследований для уточнения модели фильтрации. ....	71
3.6 Выводы.....	80
ГЛАВА 4 КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ МАКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ. ....	81
4.1 Актуальные задачи контроля разработки в условиях искусственной макротрещиноватости .....	81
4.2 Определение модели притока к скважинам с многостадийным гидроразрывом. ....	82

4.3 Определение модели притока к ГС с МГРП по средствам различных геофизических методов.....	91
4.4 Выводы .....	99
Заключение .....	101
Список литературы .....	106

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность работы**

В условиях снижения роли традиционных месторождений углеводородов с пластами высокой проницаемости в текущей добыче увеличивается доля месторождений с низкими и сверхнизкими фильтрационными свойствами. Такие месторождения в настоящее время составляют заметную часть активов в большинстве добывающих компаний России.

При разработке подобных объектов существенное влияние на продуктивность скважин оказывают не столько фильтрационные свойства основного объема породы, сколько наличие системы трещин, обеспечивающей гидродинамическую связь скважины с максимальным объемом пласта-коллектора. Причем в большом числе случаев преобладает воздействие так называемых «макротрещин», размеры которых достигают нескольких десятков метров.

Сходное воздействие на выработку пласта оказывают искусственные макротрещины, появляющиеся в результате применения технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) на терригенных месторождениях, а также после массивированных соляно-кислотных обработок (МСКО) на карбонатных месторождениях. В последнее время также начинает распространяться практика горизонтального бурения скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП).

Проблемы изучения трещиноватости и оценки ее влияния на разработку давно привлекает внимание исследователей. Созданный к настоящему времени комплекс методов, объединяющий в единую систему региональную сейсмику, межскважинные и поверхностные измерения на основе микросейсмики, ГИС в отрытом стволе (в том числе с использованием микроимджеров) позволяет успешно диагностировать наличие и оценивать параметры трещин.

Однако названный комплекс не может в полной мере ответить на вопрос: как наличие макротрещин в коллекторе влияет на работу конкретной скважины. Такая задача не может быть успешно решена без дополнительного привлечения

методов исследований действующих скважин, таких как промыслово-геофизические и гидродинамические исследования.

Расширение возможностей перечисленных методов при диагностике и оценке параметров макротрещин в действующих скважинах при различных геолого-технологических условиях является актуальным вопросом современного контроля разработки месторождений, что и определило цель данной диссертационной работы.

### **Цель работы**

Цель диссертационной работы, состоит в научном обосновании, разработке и внедрении методики диагностики и оценки параметров естественных и искусственных макротрещин в низкопроницаемом коллекторе, оказывающих влияние на динамику выработки пласта. Перечисленные цели могут быть достигнуты путём использования результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований действующих скважин.

Наибольшее внимание уделяется изучению влияния на работу скважины и пласта системы трещин, которые характеризуются размерами, сравнимыми с расстояниями между скважинами, а также отличающимися неравномерным распространением по простиранию пласта.

В первую очередь речь идет о сложных недостаточно изученных объектах с макротрещиноватостью: карбонатные коллектора с неравномерно развитой системой естественных трещин, вскрываемые наклонно-направленными и горизонтальными стволами, а также горизонтальные скважины с операцией многостадийного гидроразрыва.

### **Задачи**

1. Анализ информативных возможностей промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИС) действующих скважин при контроле разработки пластов, осложнённых системой естественных и искусственных макротрещин.
2. Усовершенствование методики совместной интерпретации ПГИ и ГДИС в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с привлечением

материалов ГИС открытого ствола и исследований керна для определения геометрических параметров системы естественных макротрещин (удаление от скважины, густота, пространственное распределение), участвующих в дренировании пласта.

3. Анализ информативности и разработка методики проведения интерпретации ПГИ и ГДИС для определения параметров системы работающих естественных макротрещин (количества, суммарной площади фильтрации, средней длины), вскрытых горизонтальным стволом в карбонатном коллекторе.
4. Анализ информативности и разработка методики интерпретации ПГИ и ГДИС при изучении профиля притока, фильтрационных свойств и характеристик вскрытия пластов в горизонтальных скважинах с МСГРП.

### **Методика**

При решении задач, поставленных в диссертационной работе, использовались результаты обобщения и анализа отечественных и зарубежных публикаций, посвященных описанному кругу проблем; теоретическое изучение физических процессов, описывающих закономерности поведения полей давления, температуры и скорости потока флюида в скважине и пласте; математическое моделирование поведения перечисленных полей; постановка, обобщение и анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин с использованием известных, усовершенствованных и разработанных автором методик и алгоритмов.

В ходе выполнения работы автором использовались программное обеспечение отечественных и зарубежных компаний: «Eclipse100», «Eclipse300» (Schlumberger); «Saphir», «Topaze» (Kappa Engineering); «Камертон-Контроль», (НПП «ГЕТЭК»).

**Достоверность научных выводов и рекомендаций** соискателя подтверждена обобщением и анализом работ отечественных и зарубежных авторов, оценкой информативности предложенных методов геофизических и гидродинамических исследований, определением достоверности выявленных

закономерностей поведения изучаемых геофизических полей на базе математического моделирования и экспериментов в скважинах, итогами практического применения и внедрения полученных результатов.

### **Научная новизна**

1. На основе обобщения результатов ПГИ и ГДИС определены границы применимости традиционных гидродинамических моделей пласта на основе понятия об эффективной проницаемости трещин (Warren&Root, Баренблатта) в условиях естественной макротрещиноватости, а также предложена численная модель способная точнее описать поведение давления в таких условиях.
2. На основе анализа предложенной модели, а также многочисленных скважинных экспериментов разработана методика оценки удаленности скважины от ближайшей макротрещины и среднего расстояния между трещинами по результатам ГДИС (интегральные гидропроводность пласта и скин-фактор) и результатам интерпретации ГИС открытого ствола (проницаемость матрицы коллектора).
3. Усовершенствована методика комплексирования ПГИ и ГДИС в условиях преимущественного влияния макротрещин на приток горизонтальной скважины в неоднородно-трещиноватом пласте низкой проницаемости, позволяющая диагностировать локальные зоны выработки пласта и давать прогноз профиля добычи скважины. В основе усовершенствованной методики лежит выбор модели интерпретации результатов ГДИС с учетом оцененных по результатам ПГИ количества вскрытых проводящих макротрещин, а также оценённых по результатам ГИС открытого ствола емкостных параметров и насыщенности.
4. Разработана методика анализа долговременных ГДИС для определения количества работающих трещин ГРП на основе результатов оценки гидропроводности пласта по раннему и позднему радиальному режимам течения, учитывающая РИГИС открытого ствола, атрибутивную интерпретацию сейсмических данных и промысловую информацию.

### **Защищаемые положения**

1. В условиях развитой системы естественных проводящих макротрещин преимущественное влияние на информативность ГДИС в вертикальной или наклонно-направленной скважине оказывает пространственное распределение трещин вблизи ствола скважины, которое может быть оценено на основе интегральной проницаемости и скин-фактора пластовой системы.
2. В условиях естественной и искусственной макротрещиноватости наиболее результативной технологией исследований скважин при геофизическом контроле разработки месторождений является мониторинг гидродинамических параметров работы скважин с привлечением данных по профилю и составу притока, получаемых с помощью периодических ПГИ и данных о емкостных свойствах и параметрам насыщенности по результатам ГИС открытого ствола.
3. Геофизический контроль выработки пласта, вскрытого системой как естественных, так и искусственных макротрещин, требует привлечения информации о характере трещиноватости и свойствах матрицы коллектора по данным ГИС открытого ствола, пластовых микро-имиджей, результатов исследований керна, а также атрибутивной интерпретации сейсмических данных. Их совместное применение позволяет давать обоснованные прогнозы профилей добычи скважин с помощью модели макротрещиноватой системы.

### **Основными защищаемыми результатами являются**

1. Условия применимости различных методов ГДИС и ПГИ в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, работающих по системе естественных или искусственных макротрещин.
2. Методика определения параметров системы естественных проводящих макротрещин при вскрытии пласта вертикальным или наклонно-направленным стволом по данным ГДИС и ПГИ.



3. Методика совместной интерпретации ГДИС и ПГИ для диагностики и оценки параметров систем естественных и искусственных макротрещин, вскрытых горизонтальным стволом, с привлечением данных атрибутивной интерпретации сейсмических данных.
4. Комплекс и методика исследований для определения фактически работающих трещин и параметров пласта в скважинах с проведённым многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

### **Практическая ценность и личный вклад**

Разработанные алгоритмы позволяют оценить параметры работы систем скважина-пласт, осложнённых естественной и искусственной макротрещиноватостью. Ранее обоснование продуктивных характеристик в таких условиях производилось лишь для условий связной и равномерно распределенной трещиноватости пласта.

Предложенные алгоритмы позволяют эффективно решать задачи информационного обеспечения и контроля разработки месторождений.

Основной личный вклад автора заключается в выполнении анализа информативности методов промыслово-геофизического и гидродинамического контроля в пластах, осложнённых системами искусственных и естественных макротрещин. Предложения автора лежат в основе подбора технологий исследований, составления программ и методических рекомендаций при опробовании новых технологий исследований скважин. Обработка и анализ результатов гидродинамических исследований скважин в сложных геолого-промысловых условиях, анализ результатов промыслово-геофизических исследований скважин, обоснование принципов комплексирования различных типов исследований с вынесением рекомендаций по оптимизации дальнейшей работы скважин и залежей также входила в круг задач, решаемых автором.

### **Реализация в промышленности**

Предложенные комплексы исследований нашли применение на месторождениях ООО «Газпромнефть Оренбург» и в рамках распространения лучших практик на других активах ПАО «Газпром нефть» с распространённой

макротрещиноватостью. На данный момент с использованием методических рекомендаций автора проведено более 35 промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в коллекторах, осложненных системой естественных макротрещин. Проведено более 50 гидродинамических исследований в скважинах с МСГРП. Планируется проведение исследований по определению профиля притока в скважине с МСГРП, эксплуатируемой механизированным способом. Решены задачи определения модели притока в сложных макротрещиноватых системах, в том числе и в скважинах с МСГРП.

Практические рекомендации автора легли в основу разделов корпоративного регламента ПАО «Газпром нефть» по контролю разработки.

На основе полученных автором результатов удалось обосновать профили добычи исследованных скважины, а также оптимизировать темпы отборов по блокам нескольких месторождений Волго-Уральской НГП.

### **Апробация работы**

Результаты работы были представлены на следующих российских и международных конференциях:

1. Встреча молодых специалистов Московской секции SPE, Москва, 18 февраля 2016;
2. Российской технической нефтегазовой конференции по разведке и добыче SPE, Москва, 26-28 октября 2015;
3. XIV Международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча», Томск, 13-15 мая 2015;
4. Технической конференции SPE, «Разработка месторождений с карбонатными отложениями - новые рубежи», Москва, 30 - 31 марта 2015 г.;
5. Российской технической нефтегазовой конференции и выставке по разведке и добыче SPE, Москва, 2014;
6. X всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014;

7. юбилейной десятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013;
8. 13-й Международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» Томск, 2014;
9. 11-я Международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» Томск, 2012;
- 10.66-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газа 2012» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012;
- 11.2-й Конференции молодых специалистов ОАО «Газпром нефть». Сколково, 2012;
- 12.2-й конференции молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ». Санкт-Петербург, 2013;
- 13.1-й конференции молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ». Санкт-Петербург, 2012;
14. XIX Губкинских чтениях, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2011 г.

## **ГЛАВА 1. ТРЕЩИНОВАТОСТЬ, КАК ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ НАУКИ**

### **1.1 Новые вызовы в изучении трещиноватости**

На современном этапе развития нефтегазового дела в России всё больше возрастает роль низкопроницаемых коллекторов в структуре запасов большинства нефтегазовых компаний. При разработке подобных объектов существенное влияние на продуктивность скважин оказывают не столько фильтрационные свойства основного объёма породы, сколько наличие или возможность создания системы высокопроводящих каналов, обеспечивающих гидродинамическую связь скважины с максимальным объемом пласта-коллектора.

В этой связи вопрос определения параметров естественных и искусственных трещиноватых систем становится всё более актуальным [69, 132].

В отношении естественных систем трещин данный факт обусловлен постепенным истощением традиционных для большинства отечественных компаний поровых коллекторов Западной Сибири. Ведь с тех пор, как забил фонтан Самотлора, прошло уже более 50 лет, а месторождения Западной Сибири хоть и дают более 50% добычи нефти в нашей стране, тем не менее, находятся уже в большинстве своём на завершающих этапах разработки. Крупные прорывы в развитии ресурсной базы в последние годы связаны с выходом в новые провинции (Восточная Сибирь), либо с доразведкой старых регионов (Волго-Урал, Тимано-Печорье). И в том, и в другом случае объекты разработки имеют тенденцию к усложнению своего строения, а также к общему ухудшению фильтрационных свойств и, в частности, проницаемости коллектора [55, 89, 128 и др.].

Так, крупные месторождения, вводящиеся в данный момент на просторах Восточной Сибири (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское и др.), имеют своей особенностью крайне неоднородное развитие трещиноватости в основном объёме породы. С одной стороны это существенно усложняет разработку из-за неравномерности распределения фильтрационных свойств. Но с другой стороны становится возможным находить области, воздействуя на которые можно существенно повысить нефтеотдачу [61].

Таким образом, одним из основополагающих направлений в развитии геофизической науки становится задача поиска, изучения и определения параметров зон неоднородностей, характеризующихся более высокими, по сравнению с основным объёмом породы, фильтрационными свойствами [22, 69]. Наиболее очевидным направлением поиска таких зон в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами, по мнению автора, является выявление в основном объёме породы макротрещин, неравномерно распределённых по простиранию пласта. Такие образования за счет больших площадей поверхности могут обеспечивать высокую скорость фильтрации, а значит значительно повышать дебиты скважин.

В случае же, когда пласт-коллектор не имеет в своей структуре естественной системы трещин, но имеет крайне низкие фильтрационные свойства, система таких каналов должна формироваться принудительно. Такая ситуация характерна для низкопроницаемых поровых коллекторов, разработку которых на современном этапе невозможно представить без технологии гидравлического разрыва (ГРП) [22, 69]. Причем с вовлечением всё более низкопроницаемых коллекторов применение данной технологии не ограничивается уже созданием единичной трещины гидроразрыва. Зачастую формируется целый набор таких высокопроводящих каналов путём проведения операций многостадийного гидравлического разрыва на горизонтальных скважинах (ГС с МГРП). [79]. В этом случае новые характеристики таких объектов исследования требуют применения и новых методов изучения.

Описываемый выше огромный вклад естественной и искусственной трещиноватости в работу скважин предопределил широкий круг методов её изучения, а также высокие интерес к данному вопросу со стороны отечественных и зарубежных геофизиков. Рассмотрим основные аспекты изучения искусственной и естественной трещиноватости различными геофизическими методами.

## **1.2 Изучение естественной трещиноватости на макроуровне.**

Помимо выделения структур залежей углеводородов одной из основополагающих задач разведочной геофизики и, в частности, сейсморазведки является выявление трещиноватых зон и зон нарушения сплошности залегания коллектора. Как показывает обзор работ в этом направлении, трещиноватые зоны в сейсморазведке выделяются по нарушениям осей синфазности вблизи геологических разломов и по затуханию упругих волн [65, 123, 124, 131].

Важность данного вопроса подтверждается высоким интересом к данной тематике не только отечественных ученых, но и многих зарубежных авторов [173, 175, 177 и др.].

На современном этапе развития сейсморазведочных работ выявлено не только влияние трещиноватости на локальные изменения фильтрационных свойств основного объёма породы, но и большую роль в контроле распределения углеводородного сырья наряду со структурными неоднородностями. В особенности это проявляется на месторождениях Восточной Сибири. [82]

Данный фактор заставляет постоянно совершенствовать не только возможности аппаратных комплексов, но и методики интерпретации сейсмических данных. Это требует разработки специализированных методик выделения и использования сейсмических волн от дизъюнктивных нарушений. Их использование повышает детальность расчленения геологического разреза по данным сейсморазведки с целью достоверного выделения разномасштабных дизъюнктивных нарушений. [120]

Также на современном этапе развития геологоразведки получила широкое распространение так называемая атрибутивная интерпретация сейсмических данных. Данная

методика позволяет выделять слабо выраженные на сейсмических данных зоны трещиноватости. Это в свою очередь позволяет более обоснованно выбирать ориентацию горизонтальных столов и радов скважин, дабы при увеличении нефтеотдачи предотвратить преждевременные прорывы воды от нагнетательных скважин. И хотя сейсмические методы не всегда способны выделить отдельные трещины, на их присутствие может указывать более масштабный отклик от системы таких трещин. А детальное изучение атрибутов этого отклика уже позволяет решать задачу пространственной ориентации этой группы трещин. Таким образом, успешное применение сейсмических методов обнаружения трещин связано со специализированной обработкой сейсмических атрибутов, которые и выявляют разломы и системы трещин. [105].

Еще одним направлением в повышении детализации результатов интерпретации сейсмических данных является её комплексирование со скважинными сейсмоакустическими методами.

Важность данного направления невозможно переоценить особенно в коллекторах порово-трещинного и трещинного типа. Изучение направленности трещин в таких условиях становится первоочередной задачей при разработке таких коллекторов. Технологии скважинной сейморазведки основаны на регистрации сейсмических сигналов непосредственно в стволе скважины, что позволяет снять целый ряд ограничений, накладываемых на традиционные методы. Так, например, по анализу поляризации поперечных волн возможно получение преимущественного направления ориентации трещин карбонатного коллектора. [18, 45, 119]. Точность и надежность данного метода по локализации тех или иных аномалий в структуре породы подтверждается еще и тем фактом, что на современном этапе своего развития данный метод начал применяться в том числе и для геонавигационных задач и прогнозирования структуры геологического разреза. [3, 117]

Выполненный анализ работ показывает, что на современном этапе развития геологоразведочных и, в частности, сейсмических исследований позволяет успешно диагностировать в пласте-коллекторе и определять параметры неоднородностей различного масштаба. Успешно решаются задачи по картированию разломов в масштабе всего месторождения. А с помощью специализированных методик интерпретации сейсмограмм и применения дополнительно сейсмоакустического зондирования можно добиться успешного картирования и более мелких низкоамплитудных субвертикальных нарушений сплошности залегания пласта. Тем не менее, вертикальная разрешающая способность сеймики ограничивает её применение на всём масштабе возможных неоднородностей. В этой связи целесообразно перейти к рассмотрению других методов определения параметров трещиноватости.

### **1.3 Определение параметров макро трещиноватости методами промышленной геофизики.**

В первую очередь при рассмотрении методов промышленной геофизики в контексте оценки параметров трещиноватости следует упомянуть керновые исследования, ведь именно с поиска связей керн-ГИС должно начинаться изучение любого геологического разреза, а вынос керна на первых разведочных скважинах требуется по всей глубине проходки. Описание трещиноватых систем по керновым данным является крайне непростой задачей. И в первую очередь данный факт обусловлен недостаточным объёмом выноса керна в условиях развитой системы естественной макротрещиноватости ввиду слабой консолидации такого рода горных пород [42]. В контексте данной диссертационной работы рассмотрение данной проблематики нецелесообразно, так как наличие развитой системы естественной микротрещиноватости автоматически выводит горную породу из разряда низкопроницаемых. В свою очередь при анализе макротрещиноватости изучение стандартных образцов керна также нецелесообразно, так как не будет отражать картины распространения трещин в объёме породы. В данном случае авторами работ рекомендуется извлечение полноразмерного керна в предполагаемых продуктивных интервалах [2, 11, 132 и др.]. Проведение подобных операций на скважинах сопряжено не только с удорожанием стоимости работ, но и с существенным увеличением времени бурения скважин, а значит, не может быть реализовано на большом проценте от фонда. В этой связи предлагается рассмотреть возможности собственно геофизических методов исследований скважин.

Выявление трещинной пористости в основном объёме породы для стандартных методов ГИС является достаточно сложной задачей. Её решение отдельными методами стандартного комплекса невозможно, но достаточно успешно решается путём комплексирования различных методов пористости НМ+ГГПм+АК. Данный способ определения типа пустотного пространства (кавернозный, межзероной, трещинный) основан на выявлении различий в показаниях этих трёх методов пористости, что позволяет судить о преобладании того или иного типа пор соответственно. [48]. Однако стоит отметить, что данный подход опять относится в большей степени к случаям достаточно равномерного распределения трещин в пласте на микроуровне. В случае же, когда для коллектора преобладает поровый тип коллектора низкой проницаемости, но в пласте присутствуют одиночные открытые или залеченные макротрещины данная методика будет менее информативна. Это обусловлено как за счет в целом худшей работой приведённых методов в условиях низкой пористости, так и из-за недостаточной глубинности методов радиометрии в случае наличия трещины не некотором удалении от ствола скважины [132].

Использование более современных методов ГИС можно условно разделить на два направления. Первое связано с развитием акустических методов исследований скважин, а второй в внедрении технологии микрозондирования. Оба направления получили широкое распространение в настоящее время и имеют ряд особенностей своего применения.

Рассмотрим применение первой группы методов. Основы использования акустических методов с целью определения нарушений сплошности залегания горных пород были предложены достаточно давно. [39 41, 49]. С развитием аппаратных комплексов и повсеместным внедрением ЭВМ для обработки данных ГИС стала возможной обработка сложных фазо-корреляционных диаграмм полученных по записям волновой акустики [43]. Обработка таких диаграмм позволяет успешно решать задачи диагностирования и определения характеристик трещинных систем вблизи скважины и на некотором удалении от неё (азимут простираия). [26, 132]. Также из акустических методов в контексте определения трещиноватости стоит упомянуть скважинных акустический телевизор, особенно его современные модификации, позволяющее получать детальное изображение поверхности открытого ствола скважины с выявлением всего неоднородностей. [24] Однако данный способ анализа трещиноватости стоит отнести к следующей группе скважинных методов, а именно к пластовым микроимиджерам.

Данный набор методов может быть представлен аппаратурными различными комплексами, регистрирующими различные геофизические поля (электрические, радиоактивные, акустические). Объединяющим для этой группы методов является способ регистрации, заключающейся в регистрации целым набором датчиков геофизического поля по всему диаметру исследуемой скважины. Широкую известность получила технология Formation Micro Imager (FMI) компании Schlumberger, основанный на регистрации электромагнитного поля набором датчиков микробокового каротажа, расположенных по сечению ствола скважины. Данные методы исследований активно привлекаются отечественными компаниями в различных комбинациях для определения параметров трещиноватости сложно построенных коллекторов в различных регионах нашей страны. [63, 101, 107 и др.]

Следует отметить, что вторая группа методов хоть и имеет ряд преимуществ, в частности, получение более детальных и наглядных картин распространения трещиноватости, тем не менее, имеет ряд существенных недостатков. Основными из которых можно назвать существенную дороговизну проведения такого рода исследований, определение распространения трещинных систем фактически только на стенке скважины, а также невозможность работы в обсаженном стволе. [71].



#### 1.4 Естественная трещиноватость как объект исследований методов ГИС в процессе работы скважины.

Важность перечисленной информации для диагностики и определения параметров макротрещин трудно переоценить. Но, рассчитывая влияние трещин на разработку нельзя не учесть еще один важный аспект: участие трещины в работе скважины и её вклад в суммарную продуктивность. Решение данной задачи возможно лишь с привлечением промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических методов (ГДИ) контроля разработки.

Однако проблемы применения данных методов в подобных системах к настоящему времени решены не окончательно.

В практике ГДИС классической моделью, описывающей поведение естественно трещиноватого пласта, является так называемая модель двойной пористости. Она предполагает наличие основного объёма породы малой проницаемости, который разбит на блоки системой высокопроводящих каналов – трещин. Существует несколько модификаций данной модели фильтрации, представляющие такую породу квазигомогенной средой. Они позволяют учитывать [6] или для упрощения расчетов не учитывать [179] массоперенос между блоками породы и скважиной. Во втором случае предполагается, что доля флюида, поступающая из блока породы на стенку скважины пренебрежимо мала, а весь объём флюида основной объём породы передаёт в систему трещин, из которой он и попадает в скважину. Наибольшее распространение получила модель Warren&Root, которая используется в большинстве современных программных комплексов. Для описания особенностей фильтрации предлагается использование двух дополнительных членов уравнения пьезопроводности – относительной упругоёмкости  $\Omega$ , характеризующей соотношение упругой энергии в трещинах и резервуаре, и коэффициента межпорового перетока  $\Lambda$ , описывающего интенсивность поступления флюида из блока породы в систему трещин. Для успешного определения этих параметров необходима диагностика специфических режимов течения, возникающих на первоначальных этапах исследования. Выделение этих режимов становится фактически возможным только лишь при специально планировании исследований скважин, которое бы позволило свести к минимуму влияние на поведение давления эффекта послепритока. Только в этом случае становится возможным получение достоверных сведений об этих двух параметрах. [77].

Безусловно, данный факт существенно осложняет получение достоверных сведений о модели притока к скважине в случае естественно трещиноватого пласта. Фактически необходимо построение целого комплекса исследований, направленных на получение достоверной информации. Примеров успешной реализации программы гидродинамических исследований, направленных на поиск модели двойной пористости не так уж много. Анализ материала конференций, посвящённых проблематике ПГИ и ГДИС, показывает единичные

примеры практической реализации методики в последние годы [112]. Гораздо больше работ констатирует отсутствие характерных признаков влияния модели двойной среды на поведение производной давления при гидродинамических исследованиях скважин [67, 116, 132 и др.].

Данный факт автор связывает не только с возможной недостаточностью проработки скважинных экспериментов или, например, с невозможностью стандартного комплекса ПГИ дать ответ о том происходит ли фильтрация по матрице или по трещинам. Немаловажным также является, что как показывает анализ работ ведущих специалистов в области ГДИ, распространённость модели двойной среды в мире существенно преувеличена. В частности в работе [153] авторы указывают на то, что гораздо более распространённой моделью является модель неоднородно распределённой макротрещиноватости. Таким образом, не соблюдается основное ограничение, накладываемое моделью двойной пористости, а именно необходимость представления пласта как квазиоднородной среды. Это делает невозможным использование традиционных уравнений для описания притока к скважинам, находящихся в таких условиях, что вносит существенную неопределённость в описание их работы и прогнозирование дальнейшей добычи. Причем данная проблема усугубляется в случае вскрытия пласта горизонтальной скважиной. Проводка таких скважин в неоднородно трещиноватом коллекторе является сама по себе непростой задачей, но, даже осуществив её, не всегда удаётся получить ранее спрогнозированный дебит по скважинам. [10]. В таких системах требуется специальный подход к планированию, проведению и интерпретации скважинных исследований, комплекс которых позволил бы как можно более подробно описать приток, как к вертикальным, так и горизонтальным скважинам в сложных геологических условиях.

#### **1.4 Искусственная трещина – новый объект исследований**

Во многом схожие проблемы возникают и при создании искусственных систем трещин.

Повсеместное внедрение технологии гидравлического разрыва пласта на месторождениях Западной Сибири поставило перед исследователями недр новый круг проблем. Однако, как показывает обзор публикаций отечественных и зарубежных авторов применительно к вертикальным и наклонно-направленным скважинам, осложнённым трещиной гидроразрыва (в т.ч. кислотного гидроразрыва), решен основной круг задач, позволяющий определить все основные параметры такой системы.

Так, достаточно давно, решена проблема определения гидродинамической полудлины созданной трещины гидроразрыва [6, 77, 151 и др.]. С привлечением дополнительных промыслово-геофизических исследований уверенно определяется и высота распространения трещины ГРП, а также эффективные работающие толщины, вовлеченные в работу после проведения операции гидроразрыва [69]. Также для контроля эффективности проведения операции гидравлического разрыва зачастую используется технология волнового акустического

каротажа, что позволяет не только контролировать масштабы развития трещин, но и азимут их распространения. [71, 109]. Большой прогресс достигнут и в описании систем скважин, эксплуатирующих несколько пластов с созданными трещинами на каждом из них [90].

Отдельно стоит упомянуть анализ трещинных систем, формирующихся в нагнетательных скважинах. Как отмечает большинство авторов, такие трещины могут оказывать существенное влияние на разработку месторождений, а значит проведение исследований по определению их параметров носит крайне значимый характер. Причем на данном этапе определение основных параметров трещин возможно только с помощью промысловых исследований. В частности, для определения высоты образовавшейся трещины авто-ГРП хорошо зарекомендовали себя ПГИ [69, 70], а для определения полудлин трещин наилучшим инструментом выступает гидродинамический мониторинг, в том числе длительный, а также специальные исследования с использованием меченых составов. [33]. Для определения азимута образования трещин авто-ГРП иногда используется ВАК [71], однако данные исследования носят единичный характер, так как направление развития трещин в таких системах, как правило, подчиняется традиционным представлениям.

Подводя итог анализу техногенной трещиноватости методами промысловых исследований, следует отметить хорошую проработку вопроса отечественными и зарубежными учеными в отношении вертикальных и наклонно-направленных скважины с ГРП (авто-ГРП). Однако, если обратить внимание на более сложные объекты с техногенной трещиноватостью, а именно горизонтальные скважины с проведенными операциями многостадийного ГРП, возможность изучения и характеристик промысловыми исследованиями на современном этапе оставляет желать лучшего. Фактически основным предлагаемым инструментом контроля в таких скважинах является проведение микросейсмического мониторинга процесса ГРП с целью выявления количества, длины и направления инициированных трещин. Данный подход хорошо зарекомендовал себя на низкопроницаемых месторождениях Северной Америки [73], но в нашей стране из-за своей дороговизны и технологической сложности не снискал широкого распространения. Также данный подход имеет существенный недостаток, выражающийся в невозможности оценки фактически работающих из числа инициированных трещин ГРП, а именно этот параметр во многом и определяет параметры работы таких скважины. [80]. Использование же методов гидродинамического контроля для решения данной задачи также осложнено. Это обусловлено отсутствием общепринятых аналитических решений уравнения притока к таким объектам, что не позволяет применить в данном случае даже интерпретацию ГДИ методом совмещения. [104]. Очевидно, что как и в случае с ГС в естественно трещиноватой среде, решение поставленной задачи методом ГДИ затруднено без привлечения дополнительной информации, в первую очередь, полученной по итогам проведения ПГИ.

Однако и этот подход в данном случае не освещается в должной мере в научной среде, что наталкивает на мысль об отсутствии на данный момент примеров практической реализации данного подхода ввиду не только сложности, но и отсутствия четких алгоритмов комплексирования этих двух методов в столь сложных условиях.

### 1.7 Влияние различных видов трещиноватости на процесс контроля разработки и связанные с ним неопределенности. Постановка задач диссертационной работы.

Как показывает литературный обзор, в отношении определения параметров трещиноватости геофизическими методами достигнут существенный прогресс. Современные методы исследований позволяют описать разномасштабные неоднородности (рисунок 1.1) и нарушения сплошности залегания пласта.

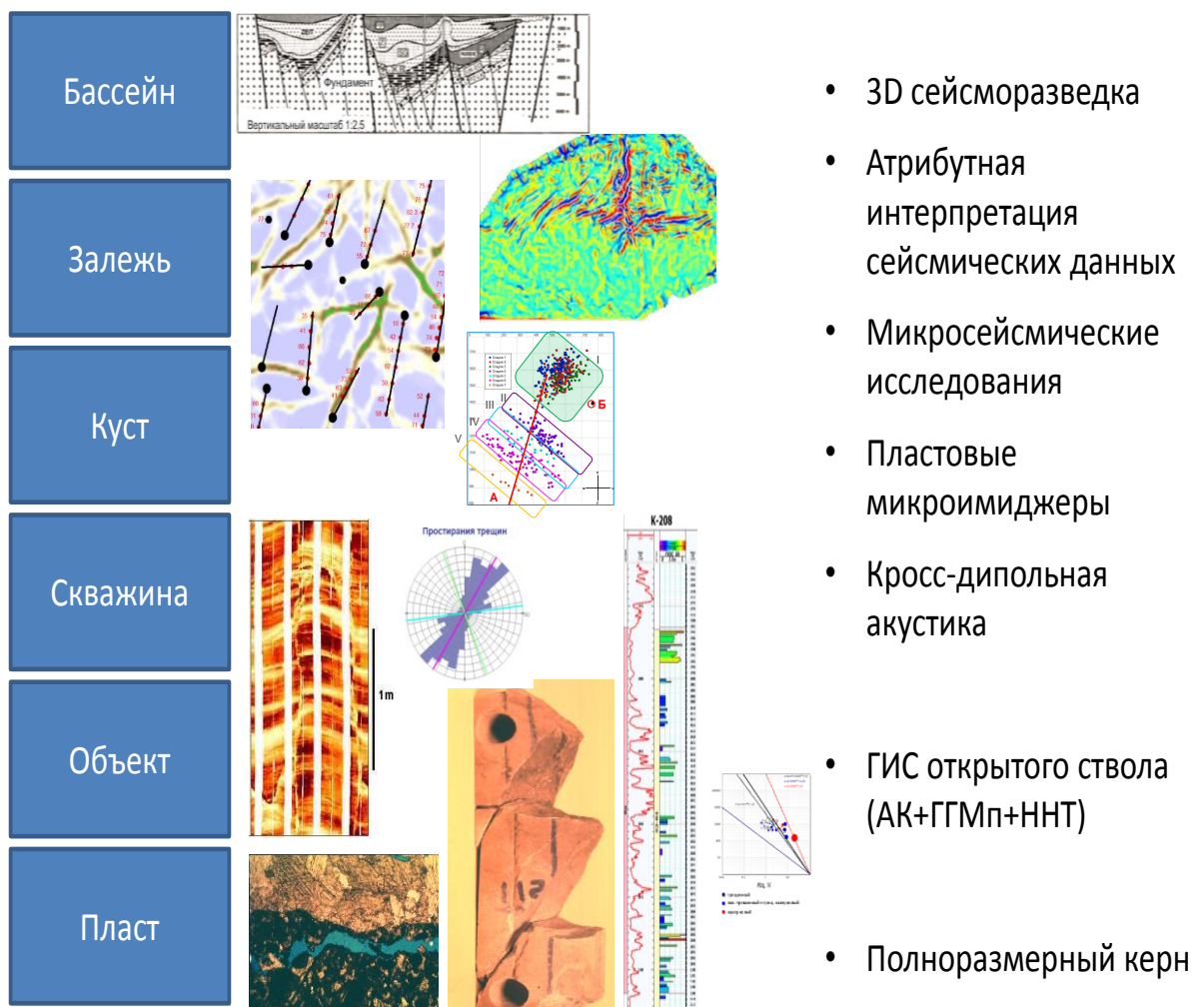


Рисунок. 1.1. Разномасштабные методы изучения макротрещиноватости.

Что же касается определения влияния данных неоднородностей на работу скважины, то и данный вопрос во многом хорошо изучен и позволяет успешно описывать и предсказывать поведение действующих вертикальных и НН скважины в условиях как естественной, так и искусственной трещиноватости. Однако при усложнении объектов исследования задачи ГИС-

контроля решаются уже не так однозначно. Такими сложными объектами в понимании автора выступают:

1. Вертикальные и наклонно-направленные скважины в естественно-трещиноватом коллекторе, при условии, что трещины расположены в пласте неравномерно, а их геометрические размеры и расстояния между соседними трещинами сопоставимы с шагом сетки скважин.
2. Горизонтальные скважины, вскрывающие аналогичный описанному в п.1 пласт-коллектор.
3. Горизонтальные скважины с проведенным многостадийным гидроразрывом пласта, вскрывающие толщу однородного пласта.

Для объектов, описанных в первом пункте, задачи ГИС-контроля не могут решены ввиду нахождения их за границами применимости традиционных моделей фильтрации. Это не позволяет применить в полной мере все алгоритмы интерпретации, а значит и подробно описать работу системы скважина-пласт. Объекты второго пункта также находятся вне поля традиционных подходов интерпретации, что дополнительно осложняется большим количеством влияющих факторов, что требует привлечения дополнительной информации и комплексирования различных методов исследования. Описание же работы ГС с МГРП методами контроля разработки является принципиально новой задачей, которая требует поиска новых, ранее неиспользуемых подходов к интерпретации, в том числе комплексной, отклика геофизических полей.

Описанные выше неопределенности потребовали решения следующих задач, решение которых и приведено в настоящей работе:

- Анализ информативных возможностей промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИС) действующих скважин при контроле разработки пластов, осложнённых системой естественных и искусственных макротрещин.
- Усовершенствование методики совместной интерпретации ПГИ и ГДИС в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с привлечением материалов ГИС открытого ствола и исследований керна для определения геометрических параметров системы естественных макротрещин (удаление от скважины, густота, пространственное распределение), участвующих в дренировании пласта.
- Анализ информативности и разработка методики проведения интерпретации ПГИ и ГДИС для определения параметров системы работающих естественных макротрещин (количества, суммарной площади фильтрации, средней длины), вскрытых горизонтальным стволом в карбонатном коллекторе.

- Анализ информативности и разработка методики интерпретации ПГИ и ГДИС при изучении профиля притока, фильтрационных свойств и характеристик вскрытия пластов в горизонтальных скважинах с МСГРП.

## **ГЛАВА 2 ЛОКАЛИЗАЦИЯ МАКРОТРЕЩИНОВАТЫХ ЗОН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

### **2.1 Обоснование актуальности и необходимости обособленного подхода к анализу коллекторов, осложненных макротрещиноватостью.**

Основы законов фильтрации в трещиноватых коллекторах заложили в своих работах Уоррен и Рут еще в середине XX века [180]. Однако как показывает опыт отечественных и зарубежных исследователей применение моделей фильтрации, предложенных указанными учеными, не всегда оправдан [153]. Фильтрация флюидов в коллекторах с развитой системой проводящих макротрещин существенно отличается от традиционно принятых ранее представлений. Автора данной работы также столкнулся с невозможностью применить традиционную модель двойной пористости/проницаемости Уоррена-Рута при выполнении работ по интерпретации гидродинамических исследований скважин на большинстве карбонатных месторождений [94, 96, 99 и др.]. По мнению автора, основным недостатком описываемых в работах моделей фильтрации является предположение о постоянстве давления в блоке матрицы горной породы. Таким образом, это наталкивает на вывод о том, что данные модели применимы лишь в случае обнаружения трещиноватости на микроуровне (размеры блоков породы от долей до нескольких метров). Применение же классических моделей, когда блоки породы превышают десятки метров, а размеры естественных трещин сопоставимы с размерами трещин, возникающих после гидравлических разрывов пласта-коллектора (от десятков до сотни метров), становится невозможным. Данный факт подвиг автора работы пересмотру классических моделей фильтрации, что в конечном итоге повлекло разработку новых подходов к интерпретации результатов гидродинамических исследований по стандартным технологиям. Это в первую очередь необходимо для более точного определения продуктивности скважин. Инструментом решения поставленных задач в нашей работе служило численное моделирование работы системы «скважина-пласт». Итогом изысканий стала оригинальная методика интерпретации гидродинамических исследований. Данная методика впоследствии должна лечь в основу обязательного комплекса исследований коллекторов подобного рода. Это позволит более качественно и бережно подходить к разработке месторождений углеводородов.

Необходимость разработки описываемой методики обусловлена ростом в последние годы в составе отечественной сырьевой базы доли объектов разработки с трудноизвлекаемыми запасами. В эту группу входят различные типы коллекторов и месторождений. Это и коллектора с низкими и сверхнизкими значениями проницаемости (Южно-Приобское

месторождение), и в целом нетрадиционные коллектора (Баженовская свита, газ угольных пластов) [88].

Общепринято также к трудноизвлекаемым запасам относить подгазовые залежи и месторождения сверх вязких нефтей. В этом перечне зачастую незаслуженно забываются запасы, приуроченные к карбонатным коллекторам. А ведь стоит понимать, что в условиях, когда со второй половины XX века основными поставщиками углеводородного сырья в нашей стране были терригенные отложения Западной Сибири, учет особенностей разработки карбонатного коллектора были не столь актуальной задачей. Это повлекло за собой даже некоторый перекокс в образовательных программах специалистов нефтегазовой отрасли, где изучение работы карбонатного коллектора свелось, в основном, к примерам исследований массивных залежей персидского залива.

Поэтому к началу падения добычи в Западной Сибири и переходу нефтяных компаний в более перспективные нефтегазоносные провинции, разработка карбонатного коллектора стала в нашей стране достаточно экзотическим и трудно осуществимым процессом.

Если рассматривать структуру запасов компании Газпромнефть, ранее к карбонатным пластам были приурочены запасы, лишь нескольких небольших месторождений. Но после начала работ на объектах ЗАО «Газпром нефть Оренбург», а также на таком «гиганте» как Куюмбинский лицензионный участок, объём начальных геологических запасов приуроченный к таким пластам вырос более чем на порядок (рисунок 2.1).

И, безусловно, столь интенсивный рост заставил искать не только более совершенные инструменты и технологии в области контроля разработки, но и новые принципы формирования систем разработки, новые подходы к насыщению трёхмерных геологических и гидродинамических моделей.

И связано это оказалось не только и не столько с отсутствием достаточного опыта разработки карбонатных коллекторов, сколько с особенностями наших новых месторождений. И, несмотря на первоначальное сходство этих месторождений с «гигантами» персидского залива (массивная структура, огромные площади залегания), они оказались существенно различающимися по другим своим параметрам.



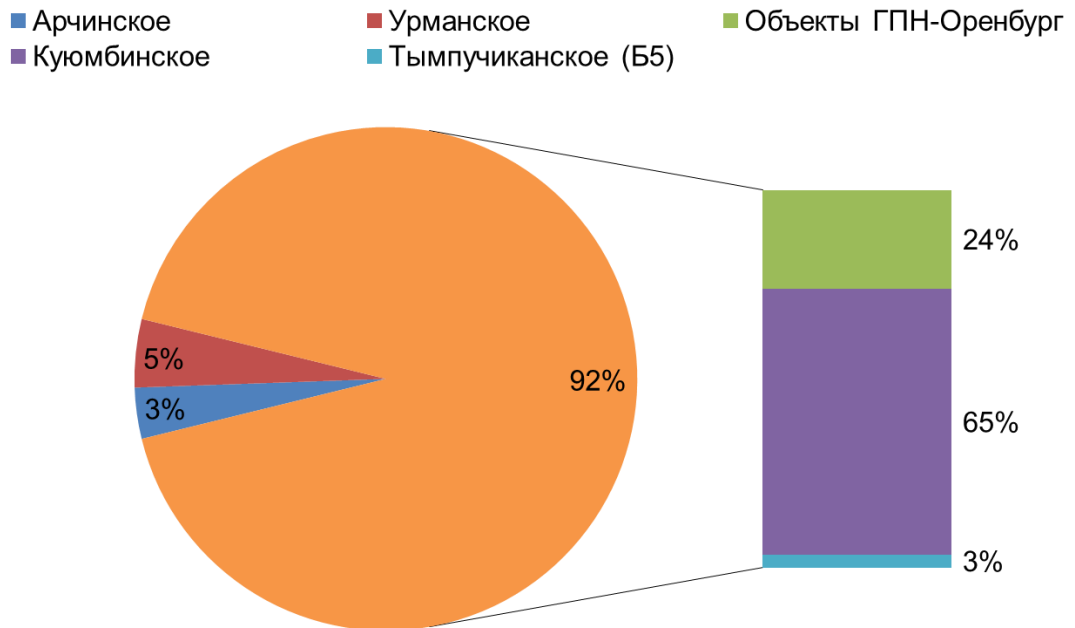


Рисунок. 2.1. Структура запасов Компании ПАО «Газпром нефть», приуроченных к карбонатным коллекторам в процентах. Отдельным списком вынесены объекты введенные в эксплуатацию в последние 5 лет, либо ожидающие ввода в эксплуатацию

В первую очередь нужно упомянуть аномально низкую проницаемость матрицы горной породы. Образцы керн, извлеченные на Куюмбинском лицензионном участке (рис.2.2) представляли собой практически плотные горные породы, с отсутствующими признаками насыщения углеводородами.

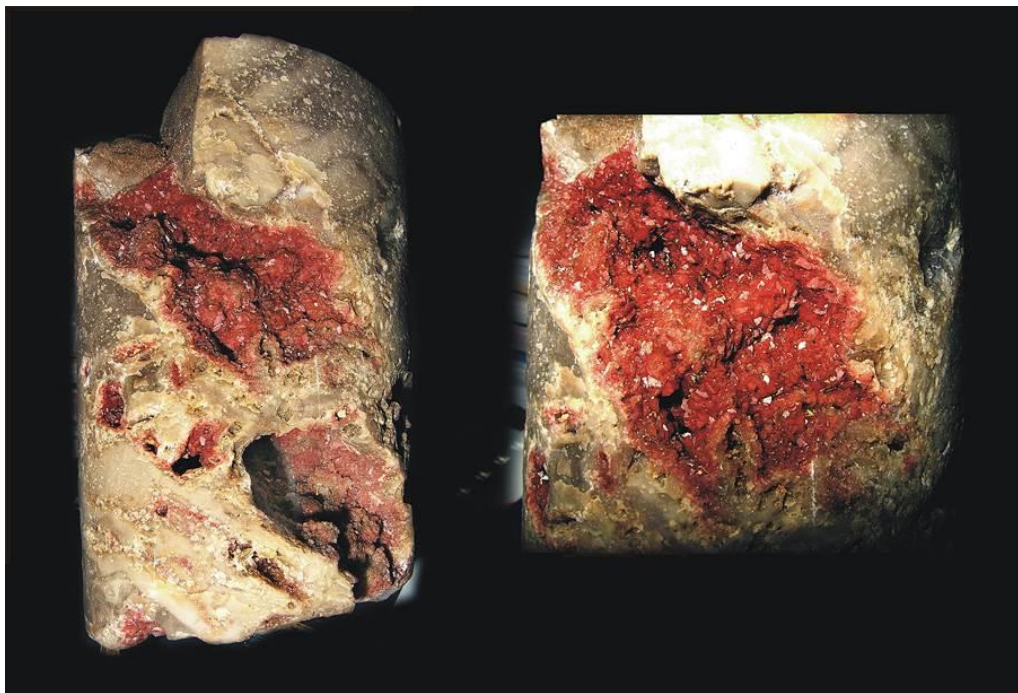


Рисунок 2.2. Фотографии керн, извлеченного на Куюмбинском лицензионном участке.

В подобных условиях, приток из коллектора может осуществляться в основном через систему трещин, распределенных по простиранию пласта. Чаще всего пласт дренируется через систему локально распространенных макротрещин. Как следствие соседние скважины могут резко отличаться по дебиту. Для пласта характерна неравномерная выработка и обводнение.

Дополнительными сложностями как при исследованиях на данных месторождениях, так и при дальнейшей разработке, оборачивается наличие активной газовой шапки и подстилающей воды.

По совокупности перечисленных причин, коллектора подобного типа можно смело отнести к категории трудноизвлекаемых запасов, а это, безусловно, предполагает применение новых технологий и методик разведки и разработки.

А сложность разработки трудноизвлекаемых запасов уже признаётся не только на уровне специалистов нефтегазовых компаний, но и на самом высоком государственном уровне. Поэтому актуальность данной проблемы трудно переоценить.

## **2.2 Результаты текущих гидродинамических исследований скважин**

В ходе анализа результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) по Куюмбинскому лицензионного участка, а впоследствии и Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУОНГКМ) было отмечено нестандартное поведение производной давления в двойных логарифмических координатах.

В ряде скважин отмечалось низкая проницаемость пласта (порядка первых мД), наличие протяженных линейных режимов фильтрации в большей степени характерных для модели однородного пласта, вскрытого трещиной гидравлического разрыва пласта (причем гидроразрыв на данных скважинах не проводился). В ходе интерпретации этих исследований был получен отрицательный скин-фактор, со значениями менее -5, аномальными даже в условиях применения большеобъемных соляно-кислотных обработок - рис.2.3а.

В отдельных случаях при большом отрицательном скин-факторе эффективная проницаемость составляла первые десятки мД. Этот факт не мог быть объяснен лишь проницаемостью матрицы, так как очень высокое значение для матрицы рассматриваемого карбонатного коллектора – рисунок 2.3б

В третьей группе скважин скин-фактор был положительным, а эффективная проницаемость пласта превышала 500 мД (что на несколько порядков выше проницаемости, характерной для матрицы) – рисунок .3в.

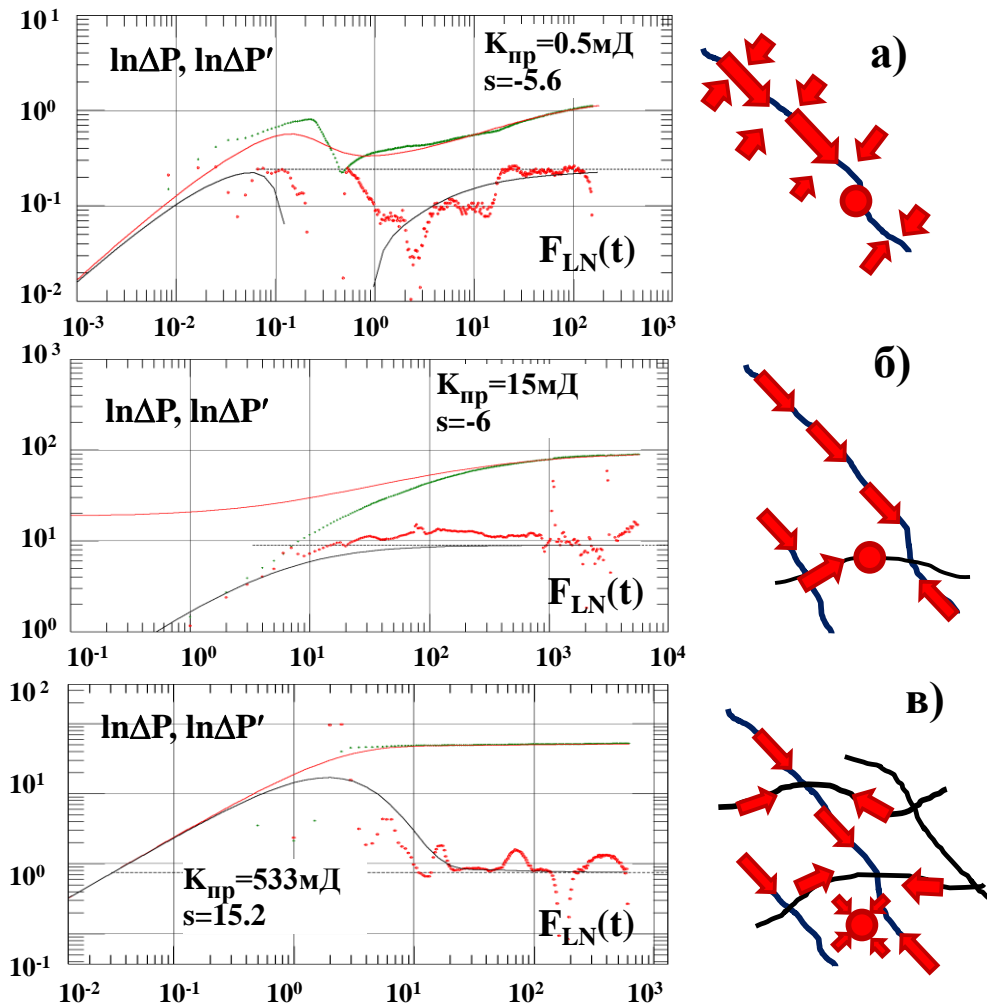


Рисунок 2.3 Иллюстрация изменчивости по площади результатов ГДИС в карбонатном коллекторе, обусловленной влиянием макротрещин.

а) При попадании скважины в трещину диагностируется линейный режим фильтрации (как при ГРП) при отрицательном скин-факторе и низкой проницаемости. б) Если скважина вскрывает систему трещин диагностируется радиальный режим течения, при отрицательном скин-факторе и высокой проницаемости. в) Проницаемость остается аномально высокой и в случае, если скважина не вскрывает трещины, но при этом скин-фактор имеет положительное значение.

Полученные результаты заставляют выйти за пределы классических теорий массопереноса в карбонатном коллекторе для поиска ответа о причинах таких отклонений.

В теории гидродинамических исследований скважин в отношении карбонатных коллекторов наиболее широко известна модель Уоррена-Рута [77], (двойной пористости). В ее основе лежит представление о пласте как о сплошной среде, включающей систему блоков

матрицы и трещин. При этом предполагается, что размеры блоков и трещин существенно меньше протяженности зоны дренирования скважины.

В данных условиях влияние локальных трещин не отражается на результатах гидродинамических исследований. Поведение логарифмической производной определяются интегральными свойствами пористой среды: относительной упругостью  $\Omega$  и коэффициентом межпорового перетока  $\Lambda$ . Первый из названных параметров характеризует соотношение запасов упругой энергии в матрице коллектора и в трещинах. Второй параметр определяет интенсивность массообмена между матрицей и трещинами.

Но накопленный к настоящему времени опыт исследований скважин показывает, что данный подход нельзя считать универсальным [153]. Нередко размеры проводящих трещин сопоставимы с длинами трещин гидроразрыва пласта. Причем, судя по результатам гидродинамических исследований, трещины разного размера и ориентации неравномерно распределены по площади и, далеко не всегда, вскрываются эксплуатационными скважинами.

Подобные особенности месторождения существенно меняют условия проведения ГДИС и подходы к использованию результатов исследований при прогнозе работы скважин и формировании системы разработки.

В таких условиях существенно возрастает роль трещин в суммарной продуктивности скважин. А значит, одной из первоочередных задач исследований становится определение параметров трещин: проводимости, расстояния до них, пространственной ориентации и распределения по площади.

### 2.3 Описание модели пластовой системы

Для понимания происходящих процессов с помощью математического моделирования воспроизведены результаты гидродинамических исследований скважин в условиях предполагаемой геометрии системы «скважина-пласт».

Согласно принятой автором модели пласт представляет собой горизонтальный однородный слой толщины  $h$ . Проницаемость пласта соответствует матрице карбонатного коллектора  $k_m$ . Скважина – вертикальная цилиндрическая полость радиуса  $r_w$ .

В коллекторе существует система трещин (рисунок 2.4). Каждая трещина представляет собой плоскую вертикальную щель ширины  $\omega$ , неограниченную по простиранию. Проницаемость заполнителя трещины  $k_f \gg k_m$ .

Трещины разбивают пласт в зоне дренирования скважины на блоки  $F_i$  одинакового размера. Каждый блок имеет форму прямоугольного параллелепипеда. Длина и ширина блока одинаковы:  $\Delta x = \Delta y = \Delta$ . Высота блоков  $h$  равна толщине пласта.

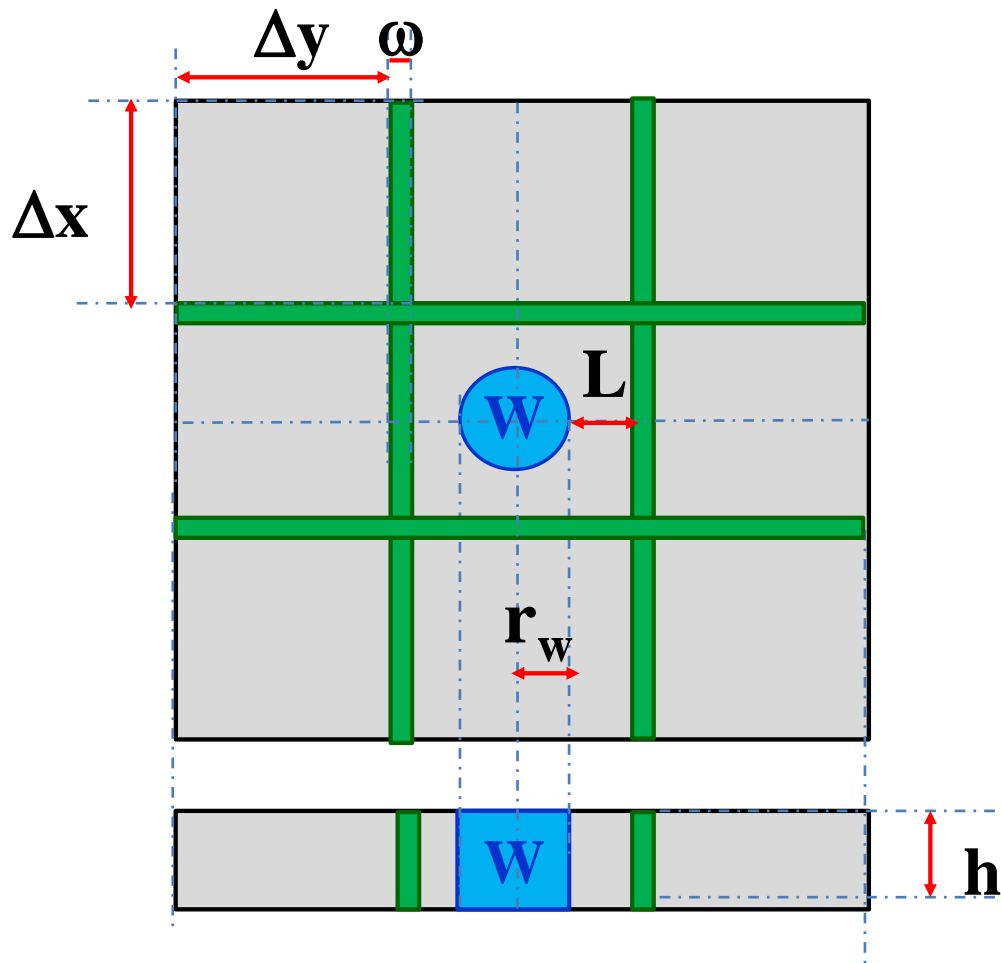


Рисунок. 2.4 Модель трещиноватого пласта (пояснения в тексте).

Рассматривались случаи, когда скважина находится на различном удалении от системы трещин ( $L$ ) или вскрывает ее ( $L=0$ ).

В начальный момент времени  $t=0$  давление в рассматриваемой системе равно пластовому  $P(t=0)=P_S=const$ . С момента  $t=0$  скважина работает с постоянным дебитом  $Q=const$ . Поле давления в пласте описывается уравнением пьезопроводности.

Описанная выше задача сводится к решению уравнения пьезопроводности в неоднородной по фильтрационным свойствам. Ее численное решение получено методом конечных разностей. Расчеты выполнены с помощью программы Eclipse. Для детального воспроизведения поведения давления в коллекторе выполнено локальное измельчение сетки в околоскважинной области и вблизи трещин.

Для оценки точности решения задачи выполнены тестовые расчеты для ряда предельных случаев (фильтрация в однородном изотропном коллекторе, дренирование пласта одиночной трещиной и пр.)

## 2.4 Анализ результатов моделирования

Результаты моделирования позволили воспроизвести динамику давления и логарифмической производной, получаемую при реальных гидродинамических исследованиях.

На рис 2.5-2.11 представлены полученные на модели типовые кривые ГДИС в двойном логарифмическом масштабе. Они отражают влияние на результаты исследований проницаемости матрицы  $k_m$ , размера блоков  $\Delta$  и расстояния от скважины до ближайшей трещины  $L$  (шифр кривых).

Рассчитанные типовые кривые напоминают аналогичные зависимости для модели двуслойной композитной среды. По логарифмической производной диагностируются два радиальных режима течения. Каждому режиму соответствует своя горизонтальная асимптота. Однако характерные времена для диагностики этих асимптот существенно отличаются от принятых в классической модели Уоррена-Рута.

Также совершенно иные особенности фильтрации соответствуют случаю, когда скважина непосредственно вскрывает систему трещин. Тогда, как часто бывает и на практике, наблюдаются режимы течения более характерные для модели с одиночной трещиной гидроразрыва.

Названные режимы наиболее наглядно характеризует рисунок 2.5, отражающий влияние на результаты ГДИС параметров  $k_m$  и  $\Delta$ .

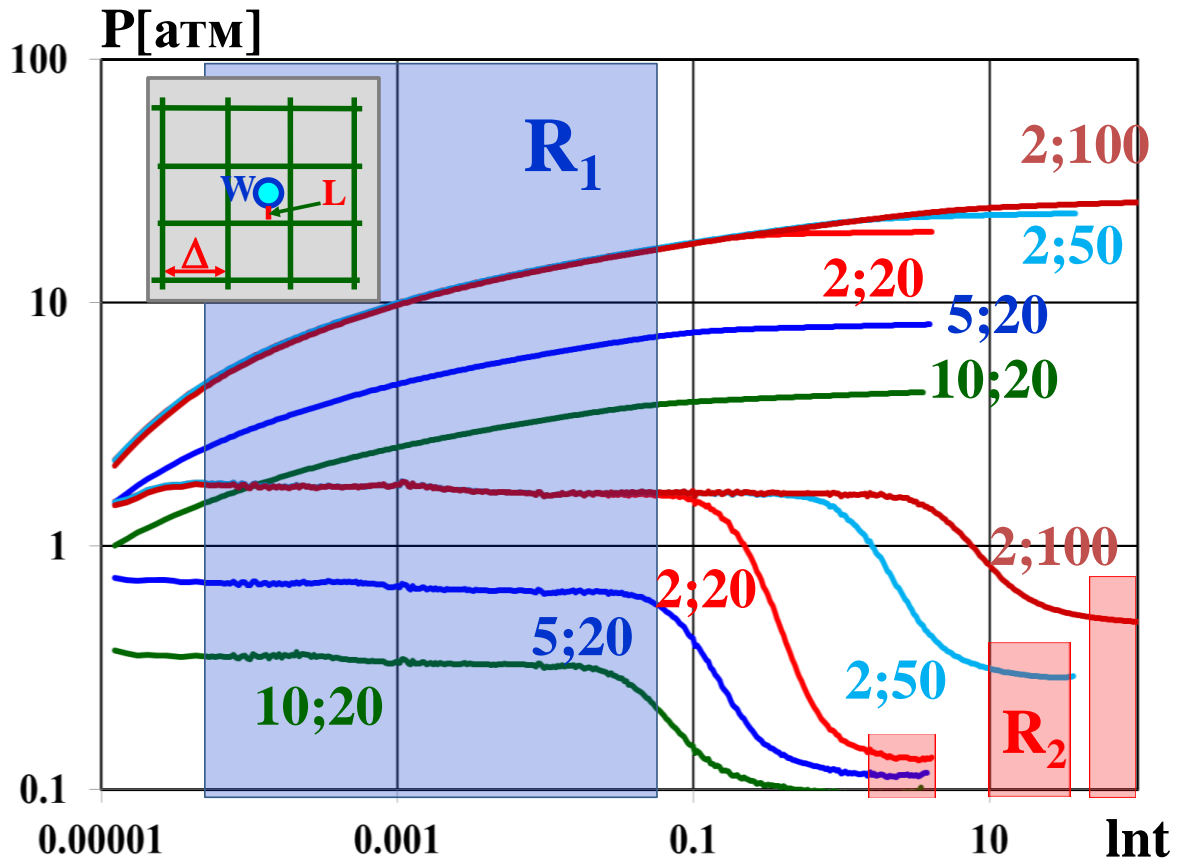


Рисунок 2.5 Типовые кривые ГДИС в пласте, разбитом трещинами на блоки при различной проницаемости матрицы и линейных размерах блоков (шифр кривых),  $R_1, R_2$  – временные интервалы для периодов радиального и позднего псевдорадимального течения.

Фильтрационные свойства матрицы определяют поведение типовых кривых только на начальной стадии исследования (раннее радиальное течение –  $R_1$ ). Как показали расчеты, для условий реального трещиноватого пласта (при изменении проницаемости матрицы от 0.005 до 5 мД) длительность раннего радиального режима фильтрации изменяется от первых десятков часов до нескольких часов в зависимости от значений параметров  $k_m$ ,  $\Delta$  и  $L$ .

Результаты ГДИС в пределах этого интервала времени отражают проницаемость матрицы  $k_m$  и скин-фактор ближней прискважинной зоны. Для рассматриваемой модели его значение близко к нулю.

На заключительной стадии исследования диагностируется позднее псевдорадимальное течение –  $R_2$ . Проницаемость, оцениваемая в этом интервале времени соответствует интегральным проводящим свойствам матрицы и системы трещин  $k_{\Sigma}$ . Скин-фактор  $S_{\Sigma}$ , определяемый на данном этапе, является суммарным воздействием параметров  $km$ ,  $\Delta$  и  $L$ .

Необходимо принять во внимание, что результаты реальных ГДИС на начальной стадии исследования будут искажены эффектом влияния ствола скважины. Поэтому величину  $k_m$  удастся определить только в случаях, когда система трещин и скважина достаточно удалены друг от друга. В штатной ситуации с большей долей вероятности нам удастся диагностировать только позднее псевдорadiaльное течение с оценкой значений  $S_{\Sigma}$  и  $k_{\Sigma}$ .

Шифром типовых кривых, собранных на рисунок 2.6-2.9 является проницаемость матрицы  $k_m$ . На основании анализа данных графиков можно сделать вывод, что названный параметр (в рассматриваемом диапазоне от 0.005 до 5мД) очень несущественно влияет на интегральную проницаемость пластовой системы  $k_{\Sigma}$ .

Этого нельзя сказать об интегральном скин-факторе. Его изменения значительны и заметно сказываются на результатах исследований. Чем меньше проницаемость матрицы, тем больше его значение при прочих равных условиях.

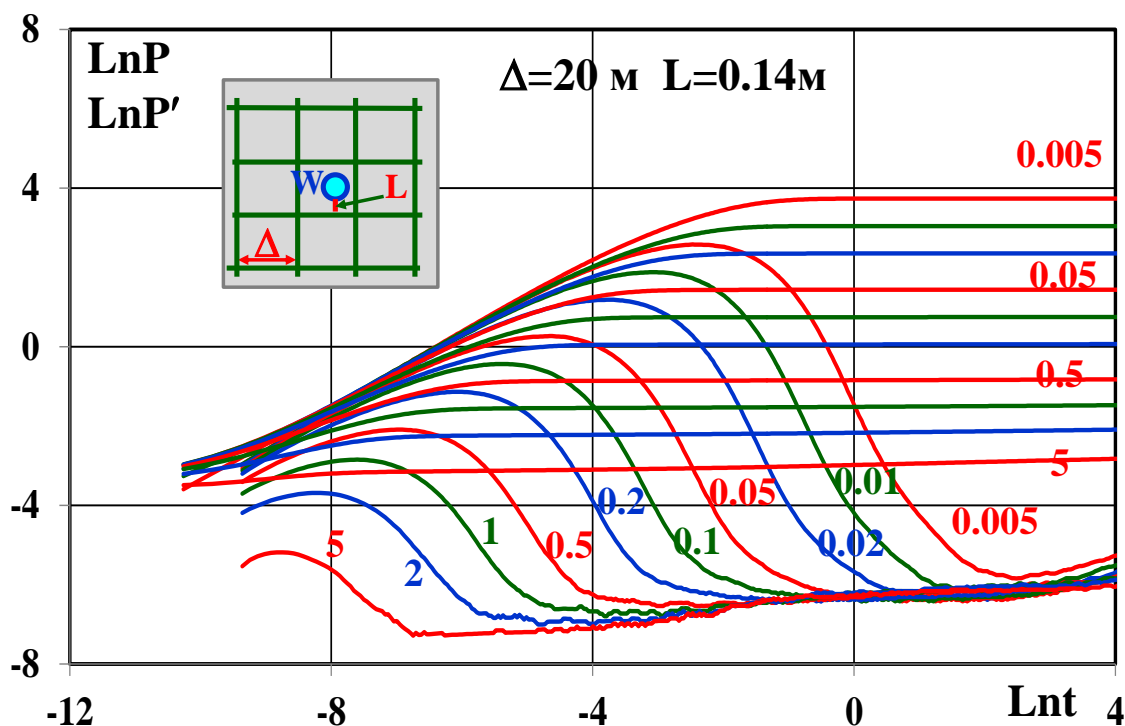


Рисунок 2.6. Влияние на результаты ГДИС проницаемости матрицы  $k_m$  (шифр кривых). Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta=20$  м, расстояния от скважины до ближайшей трещины  $w=0.14$  м



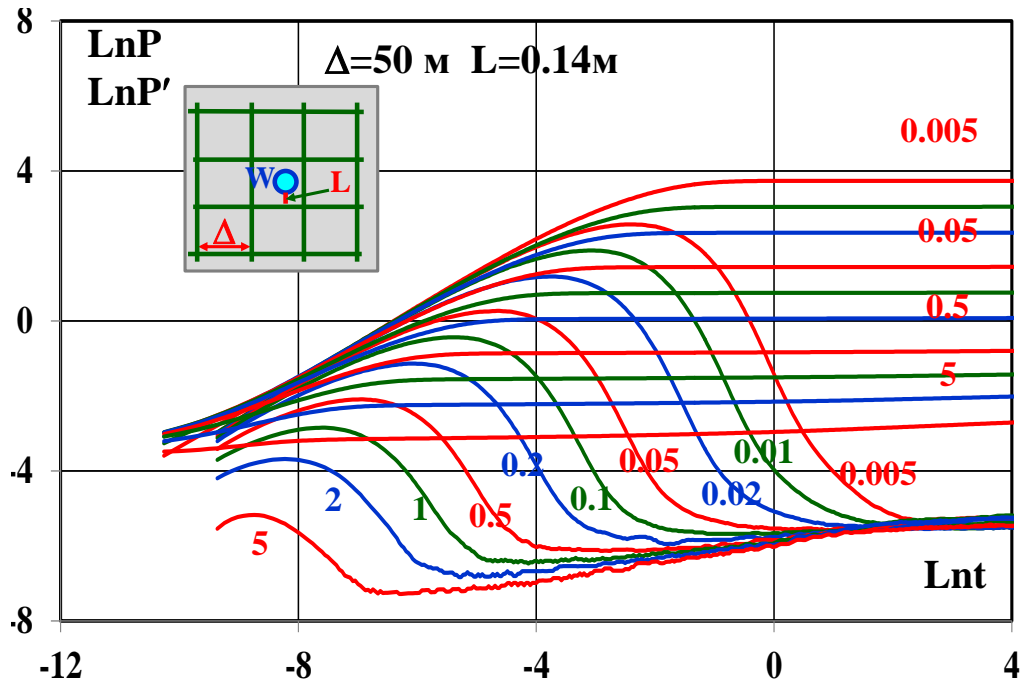


Рисунок 2.7. Влияние на результаты ГДИС проницаемости матрицы  $k_m$  (шифр кривых). Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta=20\text{м}$ , расстояния от скважины до ближайшей трещины  $w=0.14\text{м}$

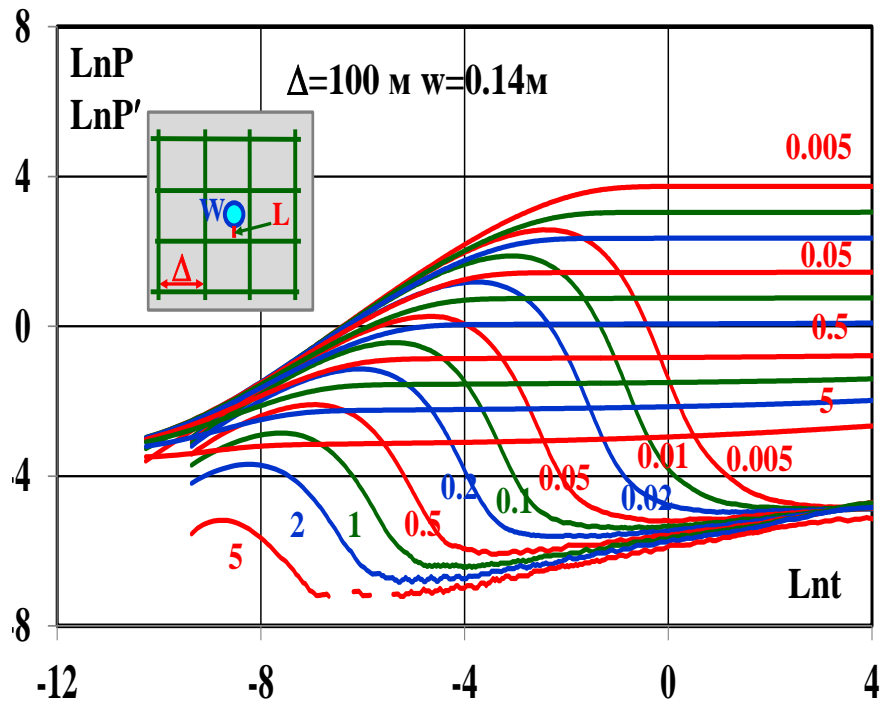


Рисунок 2.8. Влияние на результаты ГДИС проницаемости матрицы  $k_m$  (шифр кривых). Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta=100\text{м}$ , расстояния от скважины до ближайшей трещины  $w=0.14\text{м}$

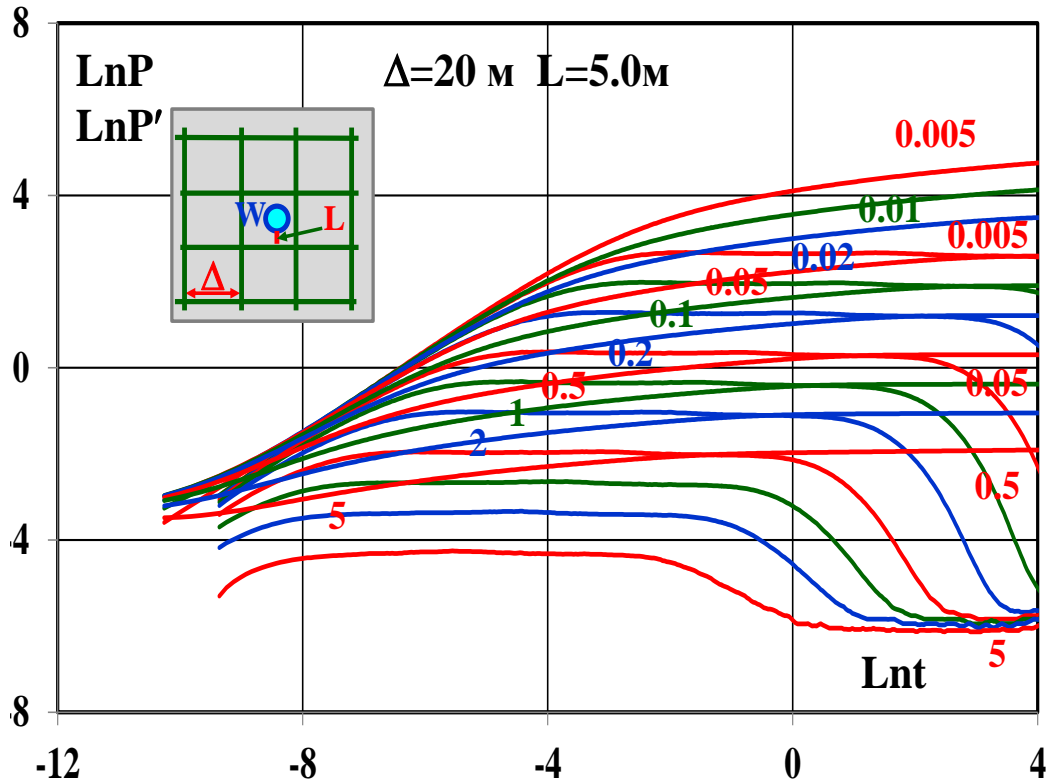


Рисунок 2.9 Влияние на результаты ГДИС проницаемости матрицы  $k_m$  (шифр кривых).  
 Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta=20$ м,  
 расстояния от скважины до ближайшей трещины  $w=5.0$ м.

Шифром типовых кривых на рис.2.10 и 2.11 является расстояние от скважины до ближайшей трещины ( $W$ ). Как и в предыдущем случае, влияние этого параметра практически не сказывается на интегральной проницаемости пластовой системы  $k_{\Sigma}$ , наблюдаемой по позднему псевдорadiaльному режиму течения.

Наблюдаемые при этом изменения скин-фактора, наоборот весьма существенны. При вскрытии скважиной системы трещин его значение близко к нулю, а при удалении скважины от трещин экспоненциально возрастает.

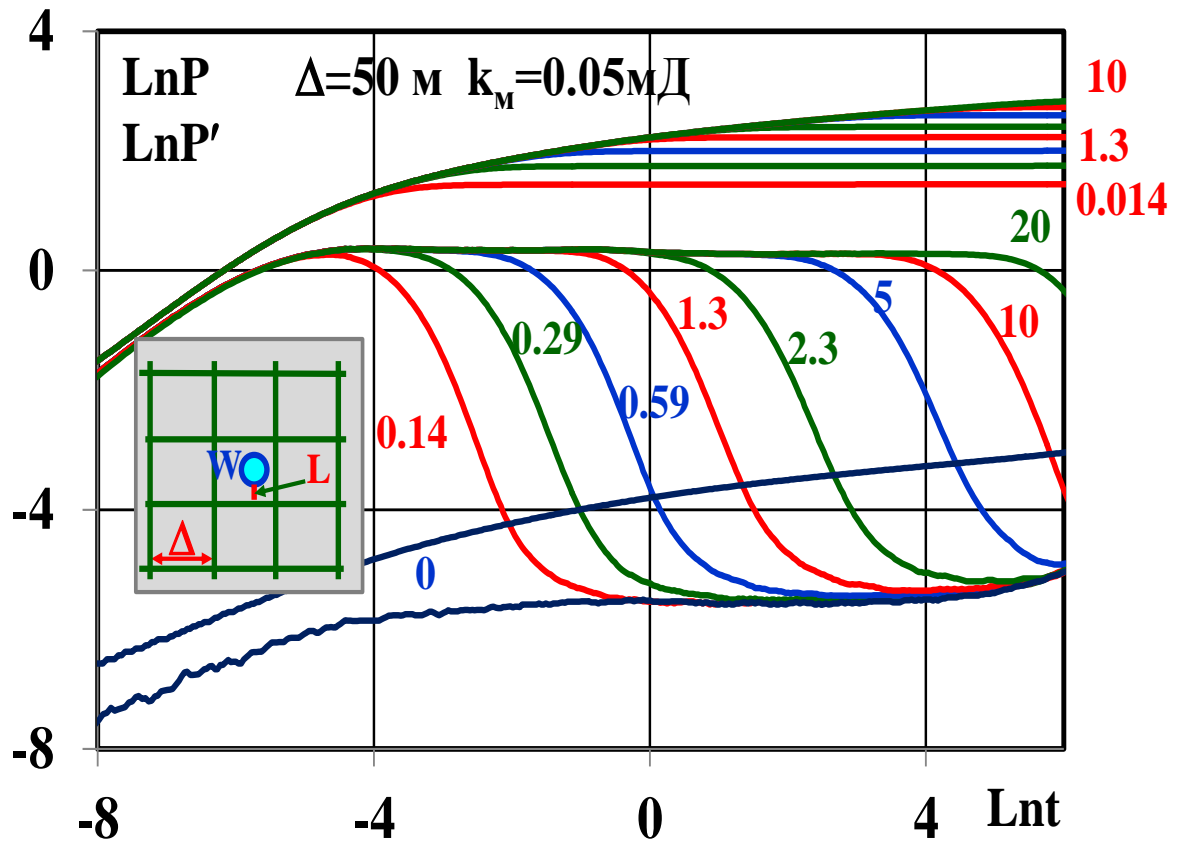


Рисунок 2.10 Влияние на результаты ГДИС расстояния от скважины до ближайшей трещины  $L$  (шифр кривых). Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta=50$  м, проницаемости матрицы  $0.05$  мД

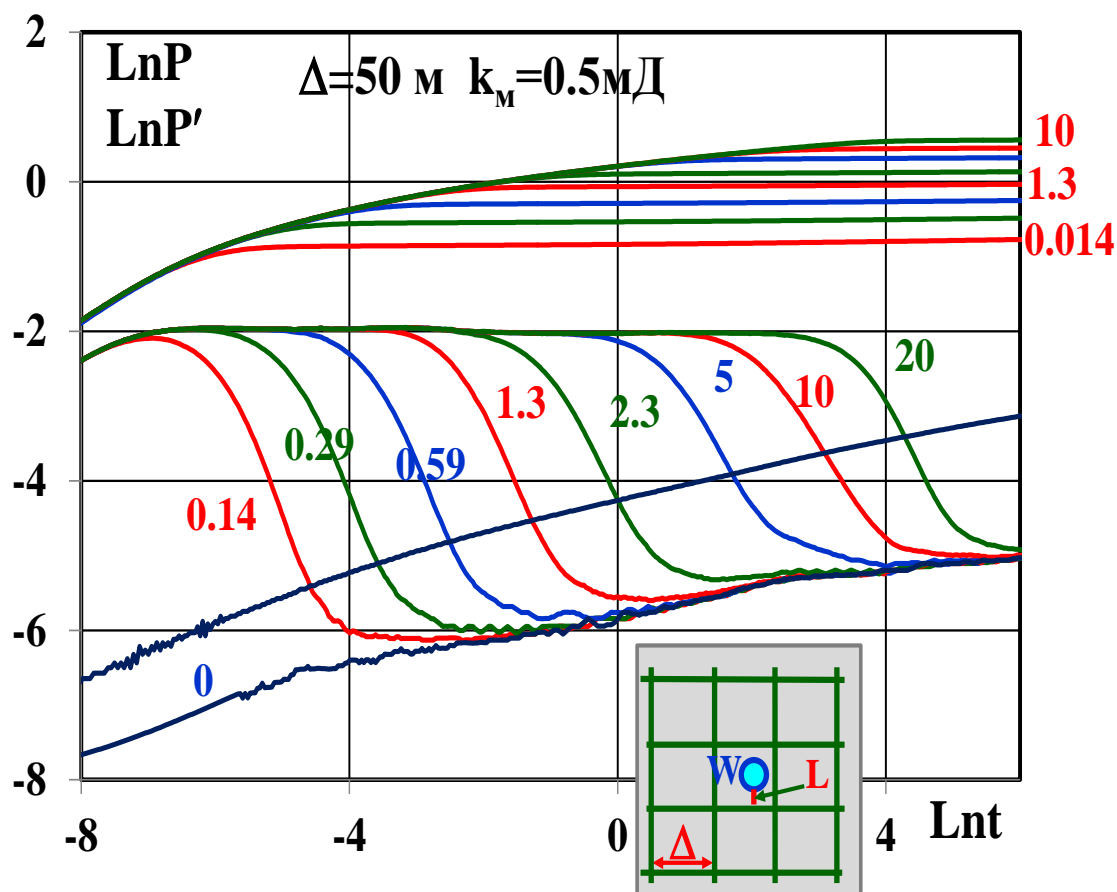


Рисунок 2.11 Влияние на результаты ГДИС расстояния от скважины до ближайшей трещины  $L$  (шифр кривых). Расчеты выполнены для среднего (характерного) расстояния между трещинами  $\Delta = 50 \text{ м}$ , проницаемости матрицы  $0.5 \text{ мД}$

Таким образом, продуктивность скважины на поздних временах будет существенно зависеть от факта вскрытия скважиной системы трещин и положения скважины относительно ближайших трещин, но в гораздо меньшей степени от проницаемости матрицы  $k_m$ .

Рассмотренные выше информативные возможности гидродинамических исследований в интервале позднего радиального притока более наглядно иллюстрируют рисунки 2.12 и 2.13.

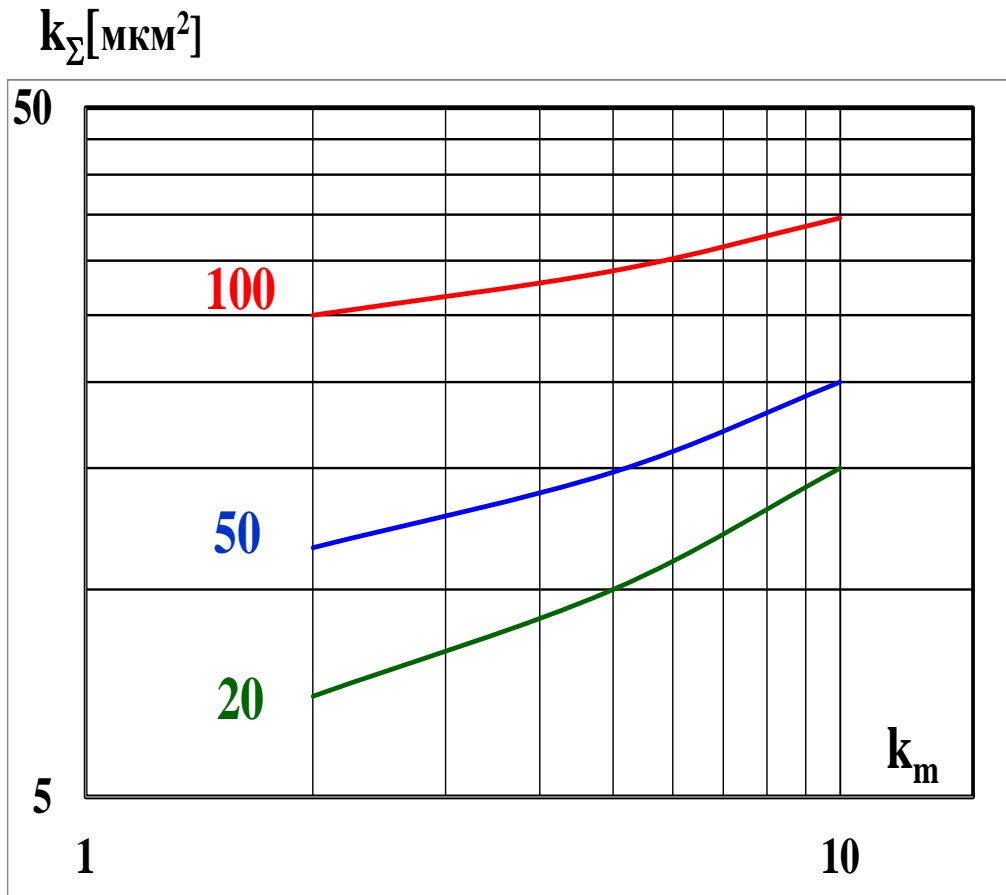


Рисунок 2.12 Изменение интегральной проницаемости  $k_{\Sigma}$ , оцениваемой по ГДИС от проницаемости матрицы  $k_m$  и размера блоков (шифр кривых)  $\Delta$ .

Представленные на них зависимости связывают основные параметры рассматриваемой модели пласта (среднюю удаленность трещин друг от друга или «размер блока»  $\Delta$ , проницаемость матрицы  $k_M$  и расстояние от скважины до ближайшей трещины  $L$ ) с интегральными параметрами пластовой системы оцениваемыми по ГДИС (проницаемостью  $k_{\Sigma}$  и радиальным скин-фактором  $S_{\Sigma}$ ).

Эти результаты дополнительно иллюстрируют факт, что преобладающее влияние на интегральную проницаемость пласта оказывает фильтрация не в матрице, а в трещинах. Но роль матрицы все же существенна, особенно в диапазоне проницаемости блока породы более 1 мД.

Причем характер связи параметров  $k_{\Sigma}$  и  $k_M$  практически не зависит от того, насколько удалена скважина от системы трещин.

Аналогичный график для скин-фактора представлен на рисунок 2.13. Он свидетельствует, что проницаемость матрицы и размеры блоков породы влияют на величину  $S_{\Sigma}$  примерно в равной степени.

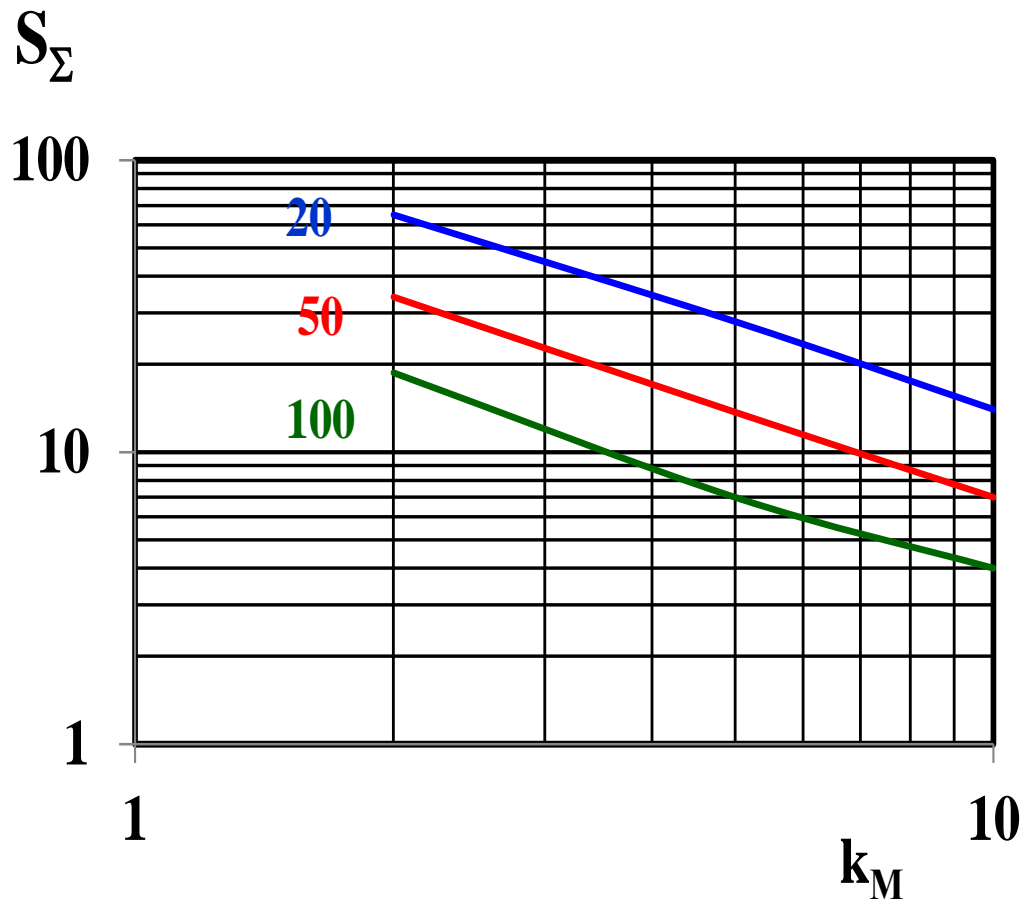


Рисунок 2.13 Изменение интегрального скин-фактора  $S_\Sigma$ , оцениваемого по ГДИС от проницаемости матрицы  $k_M$  и размера блоков (шифр кривых)  $\Delta$ . Скважина находится в середине блока.

Существенно влияние на величину интегрального скин-фактора оказывает и расстояние от скважины до ближайшей трещины (рис.2.14).

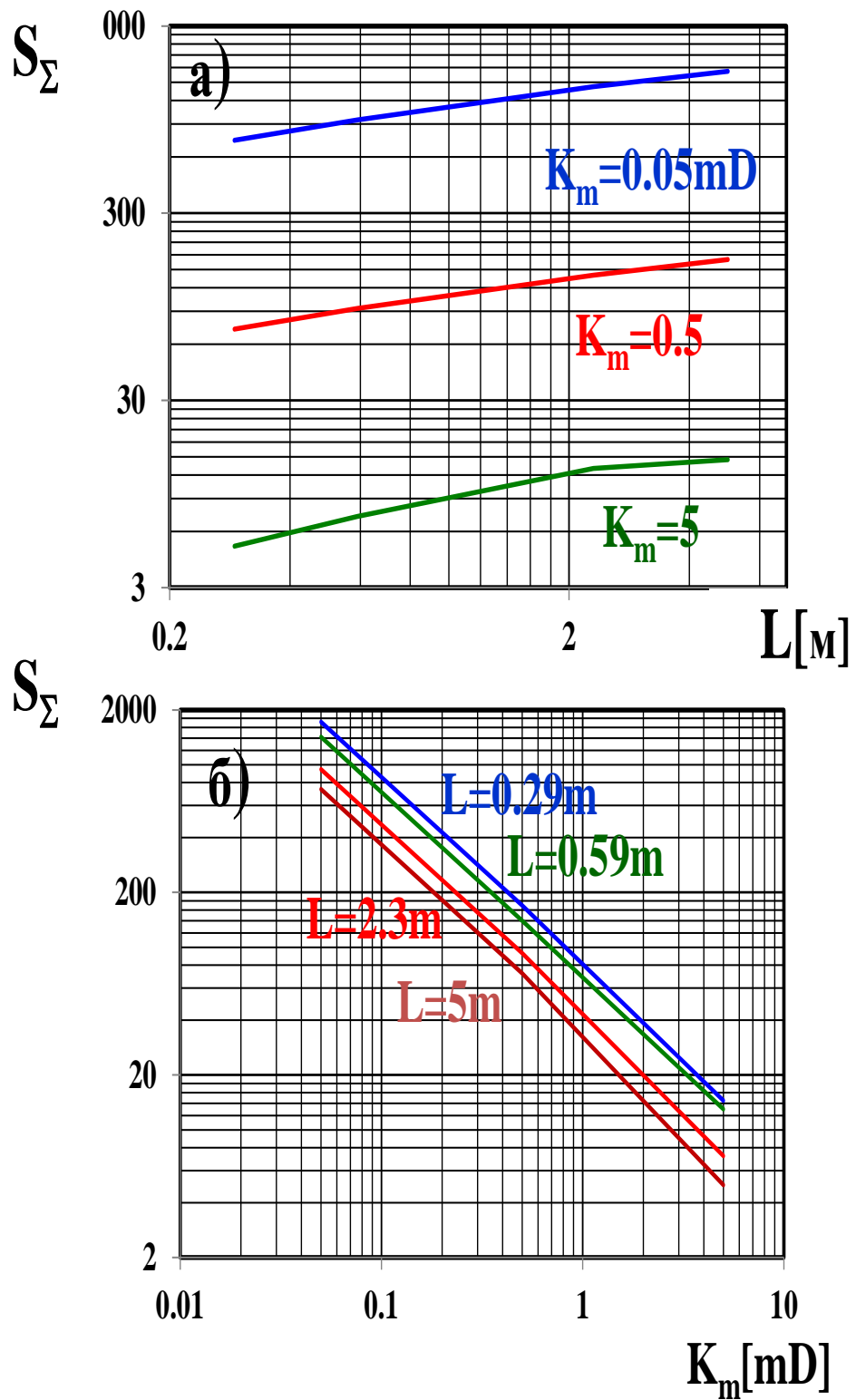


Рисунок 2.14 Характер изменения величины интегрального скин-фактора  $S_\Sigma$ , оцениваемого по ГДИС от расстояния от скважины до ближайшей трещины  $L$  (А) и проницаемости блока породы  $k_m$  (Б).

Таким образом, густота и взаиморасположение трещин оказывают определяющее воздействие на потенциальную продуктивность скважины. Оценка же потенциальной

продуктивности скважин лишь на основе проницаемости матрицы приводит к существенным ошибкам.

Полученные результаты могут быть положены в основу оценки по результатам гидродинамических исследований всех основных параметров системы «скважина-пласт». Для этого необходима достаточная длительность исследований, чтобы диагностировать поздний псевдорadiaльный режим, отражающий влияние трещин, а также усовершенствованные алгоритмы интерпретации.

Методика обработки результатов гидродинамических исследований скважин представляется следующей (рисунок 2.15.)

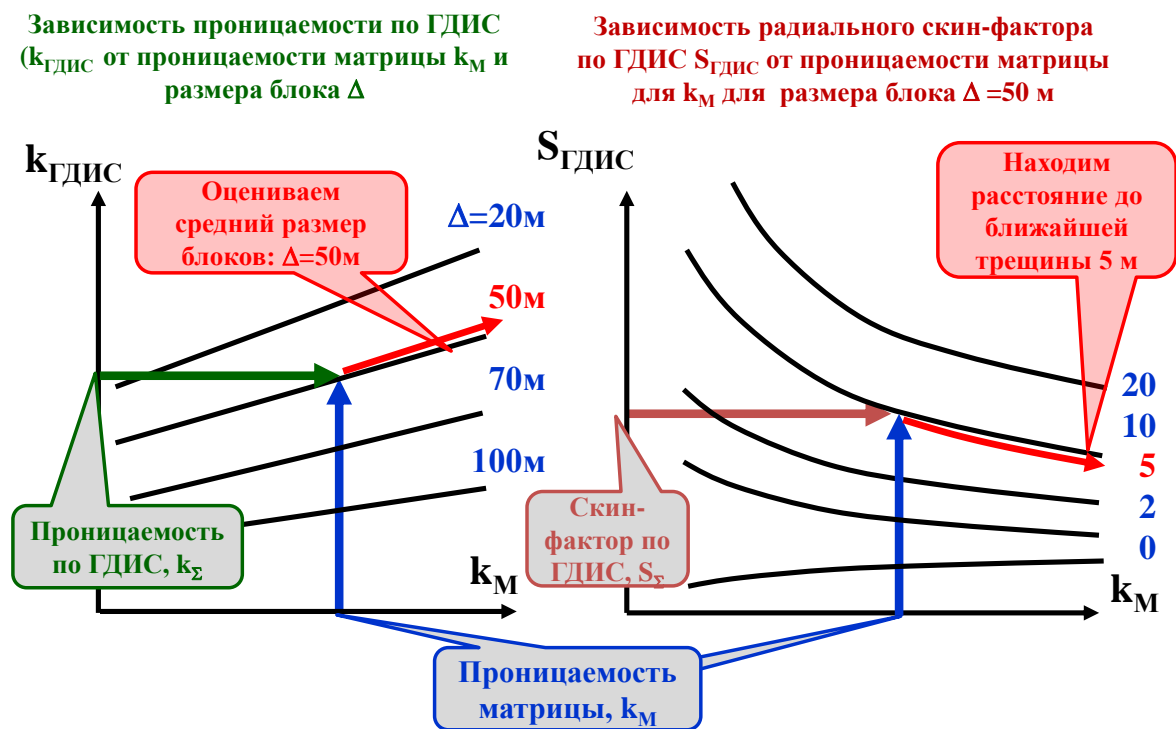


Рисунок 2.15 Методика оценки параметров региональных трещин по результатам гидродинамических исследований скважин.

- В интервале раннего радиального режима течения определяем проницаемость матрицы  $k_M$ .
- В интервале позднего псевдорadiaльного режима течения определяем макропараметры пластовой системы интегральную проницаемость  $k_{\Sigma}$  и интегральный скин-фактор  $S_{\Sigma}$ .
- По зависимости параметров  $k_{\Sigma} = F(k_M)$  оцениваем размер блока породы  $\Delta$  (напомним, что подобная оценка может быть осуществлена при отсутствии информации о том, насколько скважина удалена от системы трещин).



- По зависимости  $S_{\Sigma} = F(k_M, \Delta)$  оцениваем расстояние до ближайшей трещины.

Оценивая результативность подобного анализа, необходимо принять во внимание качество исходных данных в реальных условиях исследуемой скважины.

В частности необходимо учесть, что далеко не всегда по результатам гидродинамических исследований можно уверенно диагностировать ранний радиальный режим фильтрации и достоверно оценить величину проницаемости матрицы  $k_m$  из-за высокого значения коэффициента послепритока. Для минимизации влияния ствола скважины необходимо предусмотреть длительные исследования разведочных скважин ГДИС с закрытием на забое. Причем проведение таких исследований должно осуществляться ещё до проведения массивных соляно-кислотных обработок, иначе велик риск подключения систем трещин к работе скважин, что не позволит определить геометрию трещинного пространства.

Весьма полезным может быть также привлечение априорных данных о диапазоне возможного изменения параметра  $k_m$ , полученных по результатам исследований керна, либо геофизических исследований открытого ствола в отдельно взятой скважине. Причем данный подход может быть достойной альтернативной лишь в том случае когда были проведены исследования керна в условиях, приближенных, к пластовым, а связи «пористость - проницаемость» были получены для достаточного количества образцов.

Необходимо также помнить об основных допущениях, принятых в используемой модели интерпретации ГДИС.

Модель допускает, в частности, что определяемая по ГДИС величина радиального скин-фактора зависит исключительно от геометрических размеров и удаленности трещин от скважины. В условиях малопроницаемого трещиноватого коллектора это действительно определяющие факторы, но при использовании сложного способа заканчивания скважины должны быть учтены другие вероятные составляющие интегрального скин-фактора, связанные с оборудованием забоя, качеством вторичного вскрытия пласта и другие.

Модель также предполагает, что трещины распределены по пласту равномерно. Очевидно, что данное условие будет отражать свойства пласта в пределах радиуса исследования конкретной скважины. Правдоподобность результата интерпретации можно будет подтвердить, только сопоставляя результаты ГДИС по соседним скважинам и изучая характер их взаимовлияния. Это позволит, во-первых, более достоверно оценить, насколько соответствует реальности принятая при интерпретации величина проницаемости матрицы коллектора. Во-вторых, только подобный подход позволит подойти к выявлению пространственной ориентации магистральных трещин по результатам ГДИС, а значит к

полноценному информационному насыщению гидродинамической модели пласта (рисунок 2.16).

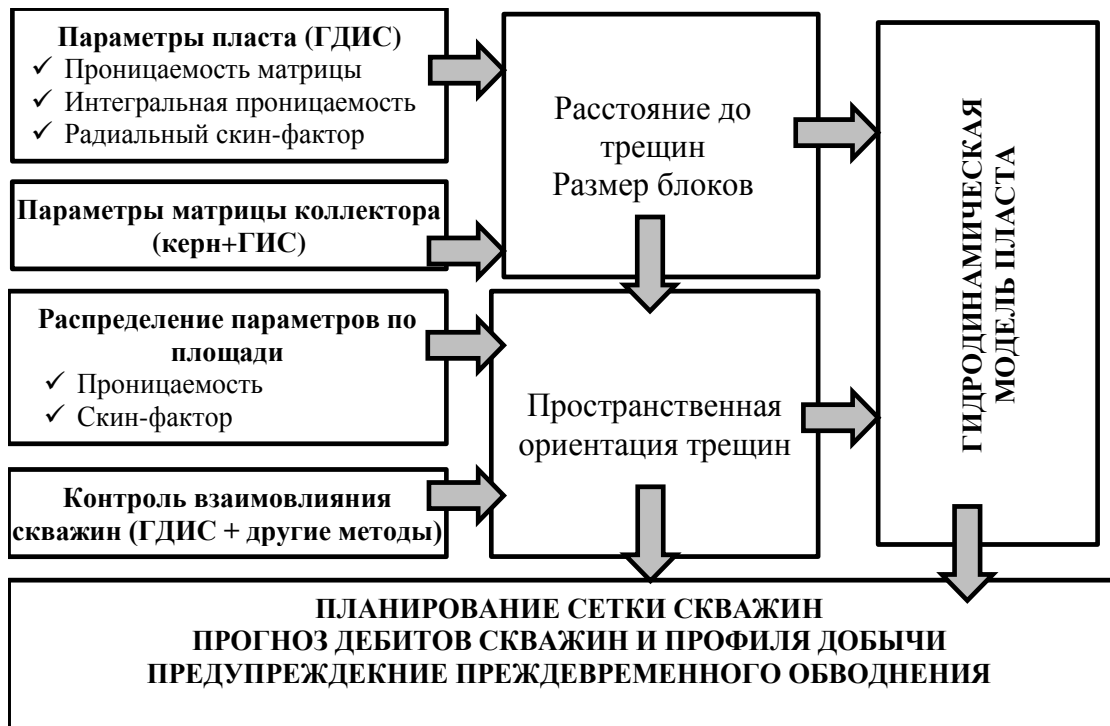


Рисунок 2.16 Информационные потоки при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (пояснения в тексте)

Принципиальная возможность использования гидродинамических исследований для этой цели основана на разновременности прихода отклика давления к скважинам, удаленным от трещины на различное расстояние, что, по сути, не отличается от известного метода триангуляции. Но, несмотря на кажущуюся простоту, применение данного метода является крайне трудной задачей, так как требует специальных исследований - синхронных измерений давления и расхода в минимум трех скважинах исследуемого сектора месторождения. А это в свою очередь накладывает не только методологические трудности, но и проблемы логистического характера, увеличение трудозатрат на исследования и так далее.

Очевидно, также, что подобный подход требует большой длительности исследований с максимальным охватом эксплуатационных добывающих скважин, что в реальных условиях промысла вряд ли возможно с использованием стандартных технологий исследований. Фактически приходится признать отсутствие примера внедрения данного алгоритма на данный момент.

Преодолеть эти ограничения можно путем организации долговременного мониторинга работы эксплуатационных скважин с помощью стационарных информационных измерительных систем (СИИС). В частности, мониторинг давления на забое добывающих скважин,

эксплуатируемых механизированным способом, возможен с помощью телеметрических систем (ТМС) на приеме насоса ЭЦН. Подобные системы к настоящему времени достаточно хорошо зарекомендовали себя не только как средство контроля текущего режима работы скважины, но и как инструмент полноценных гидродинамических исследований [98, 122].

Таким образом, для прогнозирования продуктивности скважин, успешности различных геолого-технологических мероприятий необходимо учитывать не только проницаемость и текущий скин-фактор, но и геометрию распределения проводящих трещин.

## **2.5 Решаемые задачи и применение технологии на современном этапе.**

Как показывает данная глава, описываемый тип карбонатных трещиноватых коллекторов требует тщательного подхода к своему изучению. Для эффективной разработки такого типа углеводородных месторождений требуется более глубокое понимание всех факторов, оказывающих влияние на продуктивность и длительность рентабельной отработки скважин. В частности уже недостаточно простое определение ёмкости пустотного пространства (коэффициента пористости  $K_n$ ), а необходимо четкое понимание к какой составляющей системы скважина-пласт (поры или трещины) это пустотное пространство приурочено.

Схожие трудности проявляются и в определении фильтрационных параметров пластовой системы. В отличие от традиционных моделей фильтрации мы уже не можем рассматривать пласт как единую сплошную среду, но обязаны учитывать влияние новых для традиционных гидродинамических исследований параметров (размеры блоков породы, густота и проводимость окружающей системы трещин). Но в первую очередь нам необходимо прийти к пониманию моделей фильтрации в пласте [46, 153].

Выполненный анализ показал, что гипотеза о трещинно-блоковом строении карбонатных коллекторов достаточно хорошо согласуется с результатами гидродинамических исследований. Это дает основание по результатам гидродинамических исследований скважин давать оценки фильтрационных характеристик пластовой системы и потенциальной продуктивности скважин.

При этом традиционный комплекс гидродинамических исследований на описываемом типе карбонатных месторождений должен быть дополнен новыми технологиями.

Обязательной составляющей должно быть повсеместное проведение длительных исследований с закрытием скважин на забое, необходимое, во-первых, для наиболее точного определения характера фильтрации в пласте-коллекторе и подтверждения гипотезы об описываемой структуре коллектора в каждом отдельном случае. Во-вторых, снижение коэффициента послепритока важно для определения проницаемости блоков породы и пространственного распределения проводящих трещин при необходимости. Проведение таких исследований сопряжено с целым рядом трудностей, как методического, так и

технологического характера, что в конечном итоге сказывается на стоимости их проведения. А необходимая длительность таких исследований на этапе разведки и первоначальной оценки запасов месторождения делает необходимым проработку вопроса вывоза или утилизации полученных в ходе исследований углеводородов.

Еще одной задачей, которую позволит решить точная локализация положения скважины относительно системы трещин – это оптимальный объём соляно-кислотного воздействия на пласт. Актуальность этой задачи состоит не только и не столько в сокращении затрат на проведение геолого-технологических мероприятий, но и в сокращении негативного воздействия на окружающую среду. Объёмы закачиваемой кислоты при соляно-кислотных обработках на современном этапе могут достигать 100-120 м<sup>3</sup>, а давление её закачки до сотен атмосфер, что позволяет достичь удаленных зон трещиноватости. Но в тоже время, при расположении системы трещин вблизи скважины значительный объём активных кислот может уйти глубоко в систему трещин. А при повсеместном их распространении это может привести к проникновению агрессивных веществ в выше- и нижележащие горизонты, что может повлечь за собой не только технологические проблемы, но и дополнительные экологические риски.

Также анализируемая модель фильтрации ставит дополнительные задачи не только на этапе разведки и оценки запасов, но и в период активной эксплуатации месторождения. При наличии достаточно протяженных трещинных систем необходим постоянный мониторинг работы скважин для контроля взаимовлияния как добывающих, так и нагнетательных скважин. При отсутствии такого контроля велик риск, как преждевременных прорывов нагнетаемой воды, так и преждевременное снижение среднего давления в блоках. Как показывает практика, с предупреждением данных эффектов наиболее эффективно справляются стационарные системы датчиков, расположенных на забое скважины. А налаживание системы удаленного сбора и документирования показателей датчиков позволит минимизировать участие сторонних организаций в процессе контроля разработки в частности, и снизит роль человеческого фактора в целом. Таким образом, в условиях карбонатного коллектора с развитой системой макро трещиноватости концепция умной скважины (smart-well) и умного месторождения (smart-field), уже становится не просто рекомендацией, но необходимостью для решения целого комплекса задач.

Безусловно описываемый подход на основе лишь гидродинамических исследований скважин не является всеобъемлющим. Для решения поставленных задач лишь средствами гидродинамических исследований требуется дополнительно решить целый ряд логистических, технических, а главное административных проблем. По этой причине развитие предлагаемой

методики автор данной работы видит в комплексировании различных типов исследований для более точного прогноза будущей работы всего месторождения.

Так, если учесть тот факт, что разбуривание месторождений на современном этапе зачастую производится сетками горизонтальных скважин, причем, для сокращения стоимости, бурение горизонтальной части скважин осуществляется без пилотного ствола, можно сделать вывод, что предлагаемые технологии исследований можно будет применить, лишь на разведочных или поисково-оценочных скважинах. Для определения параметров распространения проводящих макротрещин в горизонтальных стволах необходимо применять более сложные комплексы исследований. Данный процесс описывается в следующей главе диссертационной работы.

## **2.6 Выводы.**

Проведенный анализ показывает, что зачастую применение стандартных моделей фильтрации для описания карбонатного трещиноватого коллектора невозможно. В случае присутствия в низкопроницаемой карбонатной матрице систем проводящих макротрещин для прогнозирования работы, как отдельной скважины, так и всего месторождения необходимо учитывать пространственное распределение макротрещин как относительно скважин, так и относительно друг друга.

Для решения этих задач предложена методика на основе комплексной интерпретации результатов гидродинамических исследований, которая при решении определенного круга проблем технического характера, позволит достоверно определять все основополагающие параметры пластовой системы.

Тем не менее, для более надежного и детального изучения столь сложной пластовой системы рекомендуется комплексирование результатов гидродинамических исследований с результатами сейсмоки, геофизических и промыслово-геофизических исследований. А учет этих результатов является преобладающим вектором развития предлагаемой автором методологии исследований.

Успешное осуществление предлагаемых методологических задач, расширение и совершенствование традиционного комплекса ГДИС, а также более глубокое понимание происходящих процессов в пласте коллекторе и грамотная интерпретация полученных результатов позволят более эффективно подходить к разработке новых карбонатных месторождений. Применение более информативных технологий на этапе разведки новых месторождений позволит более эффективно планировать будущую сетку скважин, более точно прогнозировать дебиты скважин и профиль добычи, более тщательно подходить к планированию и проведению геолого-технологических мероприятий. В процессе разработки

месторождения более детальный гидродинамический мониторинг позволит предотвращать негативные последствия взаимовлияния скважин, оперативно реагировать на изменения работы окружения. В целом подобный подход позволит не только увеличить запускные и текущие показатели разработки, но и благотворно скажется на накопленных параметрах добычи, что становится особенно важно в связи с сокращением доступного количества новых месторождений и нефтегазовых провинций.

## **ГЛАВА 3 КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ МОДЕЛИ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛАМ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТОЙ СИСТЕМЫ ЕСТЕСТВЕННЫХ МАКРОТРЕЩИН**

### **3.1 Особенности изучения работы горизонтальных скважин в коллекторах низкой пористости, осложненных системой проводящих макротрещин.**

Как было описано в предшествующей главе применение гидродинамических исследований для определения параметров коллекторов, осложнённых макротрещинами, имеет ряд ограничений, требует глубокой проработки и может быть реализовано фактически только на этапе разведки месторождения.

Однако выполнение даже наиболее полного комплекса скважинных исследований с привлечением результатов передовых, в том числе зарубежных, технологий, таких как пластовые имиджеры [67, 116, 132], может не дать должного результата. Данный факт может быть связан не только с неполнотой комплекса исследований, но и с тем фактом, что свойства трещинных систем может быть неравномерным по простиранию пласта. Одним из очевидных путей получения объективной информации о пласте в этих условиях является увеличение количества разведочных скважин с максимальным набором исследований. Примеры реализации такого подхода имеют место как в отечественной, так и в зарубежной практике, однако по-прежнему являются скорее исключением, нежели устоявшейся практикой [112]. В первую очередь это обусловлено экономическими соображениями и стремлением добывающих компаний как можно быстрее перейти от этапа разведки к бурению эксплуатационного фонда

В данном случае, более реальным видится путь проведения расширенного комплекса исследований в как можно большем количестве эксплуатационных скважин.

Если предполагается разбуривание месторождения вертикальным фондом скважин, данный подход не имеет принципиальных ограничений, а проведение исследований всецело зависит лишь от выделения средств на соответствующие замеры. Однако ситуация кардинально изменяется в случае, если месторождение предполагается разбуривать скважинами с горизонтальными стволами, что является теперь повсеместной практикой на месторождениях с низкой проницаемостью [127].

В случае преимущественного применения горизонтального бурения применение описанной выше методики в неизменном виде допустимо лишь в пилотных стволах. Но с развитием технологий геонавигации бурение пилотных стволов во многом становится лишней финансовой нагрузкой для нефтяных компаний. В этих условиях резко сужается количество доступных объектов для исследования, что сказывается в дальнейшем на точности предсказания продуктивности скважин ввиду невозможности предсказать распространение

трещинных систем вдали от опорных скважин. Значимость данной проблемы увеличивается также и по мере увеличения отхода горизонтальных стволов от вертикали.

Как показано в предшествующей главе преимущественное влияние на продуктивность вертикальной скважины в низкопроницаемом коллекторе, осложненном системой проводящих трещин, будет оказывать положение скважины относительно этой системы. Данное утверждение, остаётся истинным и при переходе к изучению горизонтальных скважин. Несмотря на очевидность данного утверждения, исходя из основ гидродинамики и первых экспериментов по фильтрации флюидов [147], где одним из основных факторов, влияющих на величину дебита, определена площадь фильтрации, этот постулат был дополнительно подтвержден с помощью многочисленных сеансов численного моделирования.

Используя метод конечных разностей одного из наиболее распространённых численных симуляторов (Eclipse Schlumberger) на мелкоячейстой сетке был рассмотрен случай вскрытия низкопроницаемого ( $K_{пр} < 1$  мД) коллектора горизонтальной скважиной, которая вскрыла два сверхпроводящих вертикальных интервала ( $K_{пр} \gg 10$  мД), простирающихся вглубь пласта на расстояние много больше диаметра скважины ( $W_f < R_{СКВ}$ ,  $X_f \gg R_{СКВ}$ ). Фактически воспроизводился случай вскрытия двух субвертикальных проводящих макротрещин (рисунок 3.1).

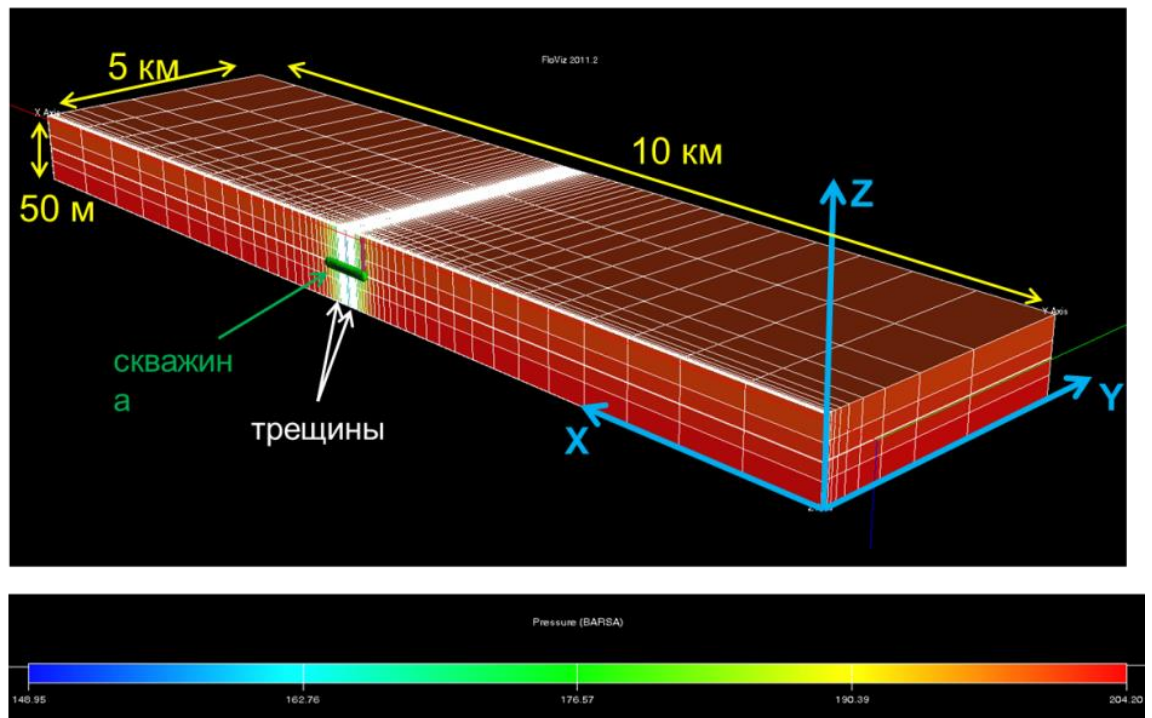


Рисунок 3.1 Модель ГС в низкопроницаемом пласте. Цветовая градация – давление в барах. Белые линии – контакты ячеек.

Были проведены несколько сеансов моделирования, где варьировалась полудлина трещин, а также эффективная длина горизонтального ствола. Как показывают результаты, даже в случае фильтрации по максимальной для эксперимента длине ГС (750 м) и минимальном



размере трещин (5 м), доля последних в общем притоке скважины всё равно превышает 50% (рисунок 3.2). Распределение дебитов по длине ствола приведено на рисунке 3.3.

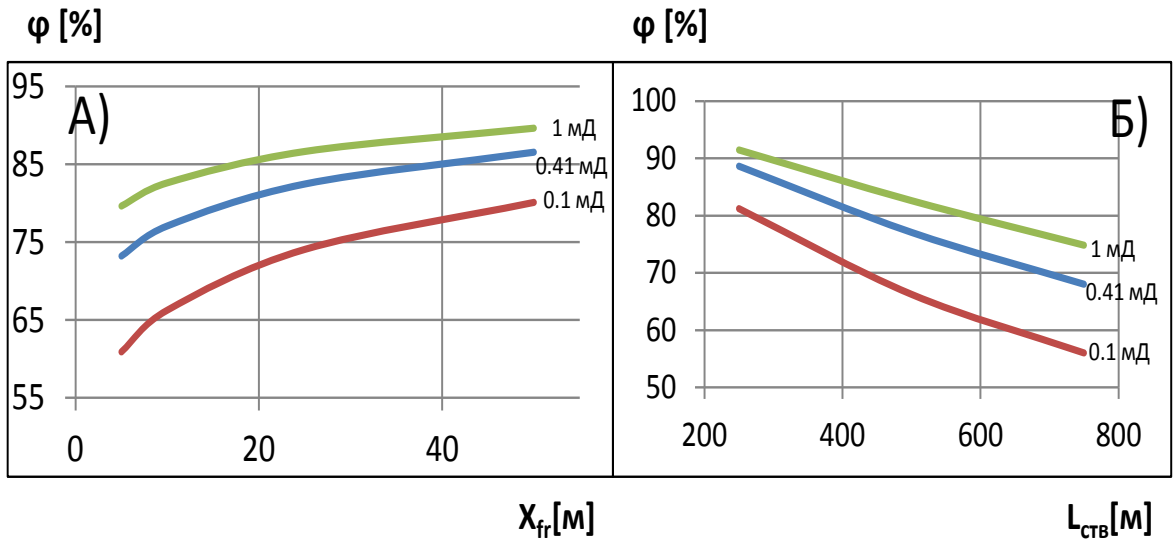


Рисунок 3.2 Графики зависимости доли трещин в общем дебите скважин при различном соотношении параметров численной модели. А) зависимость доли притока из трещин в горизонтальный ствол фиксированной длины (500 м) при различных полудлинах трещин. Б) Зависимость доли трещин фиксированной полудлины (10 м) в общем объёме притока при различных длинах горизонтальной части ствола.

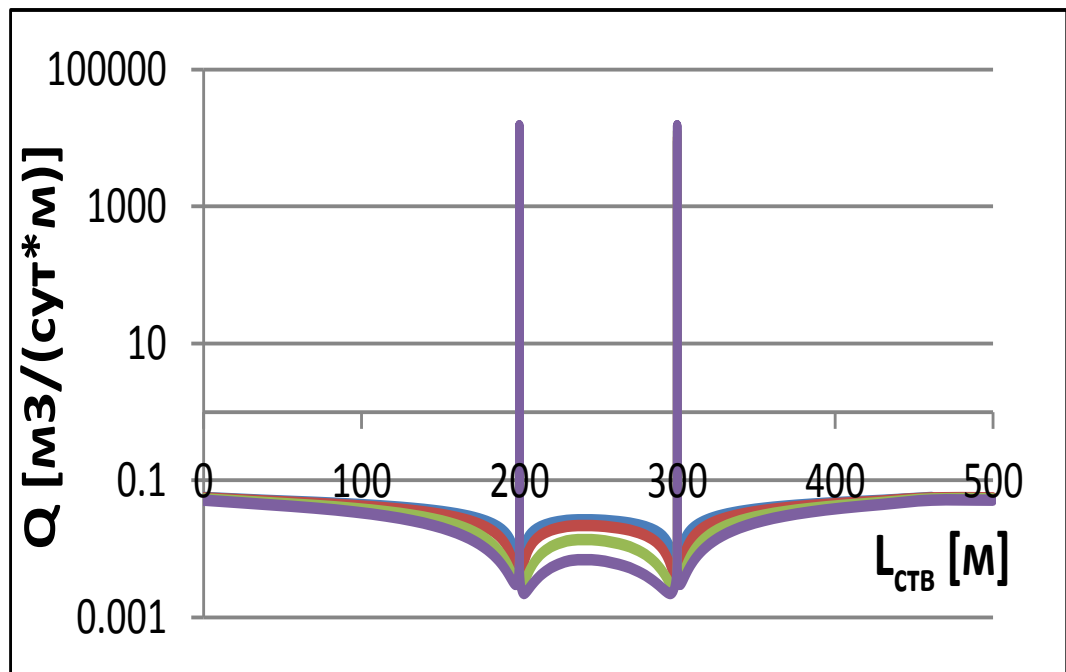


Рисунок 3.3 График распределения удельного дебита по горизонтальной части ствола для случая 500 метрового ствола и полудлины трещин 50 м. Положение пиков соответствуют положению трещин в численной модели.

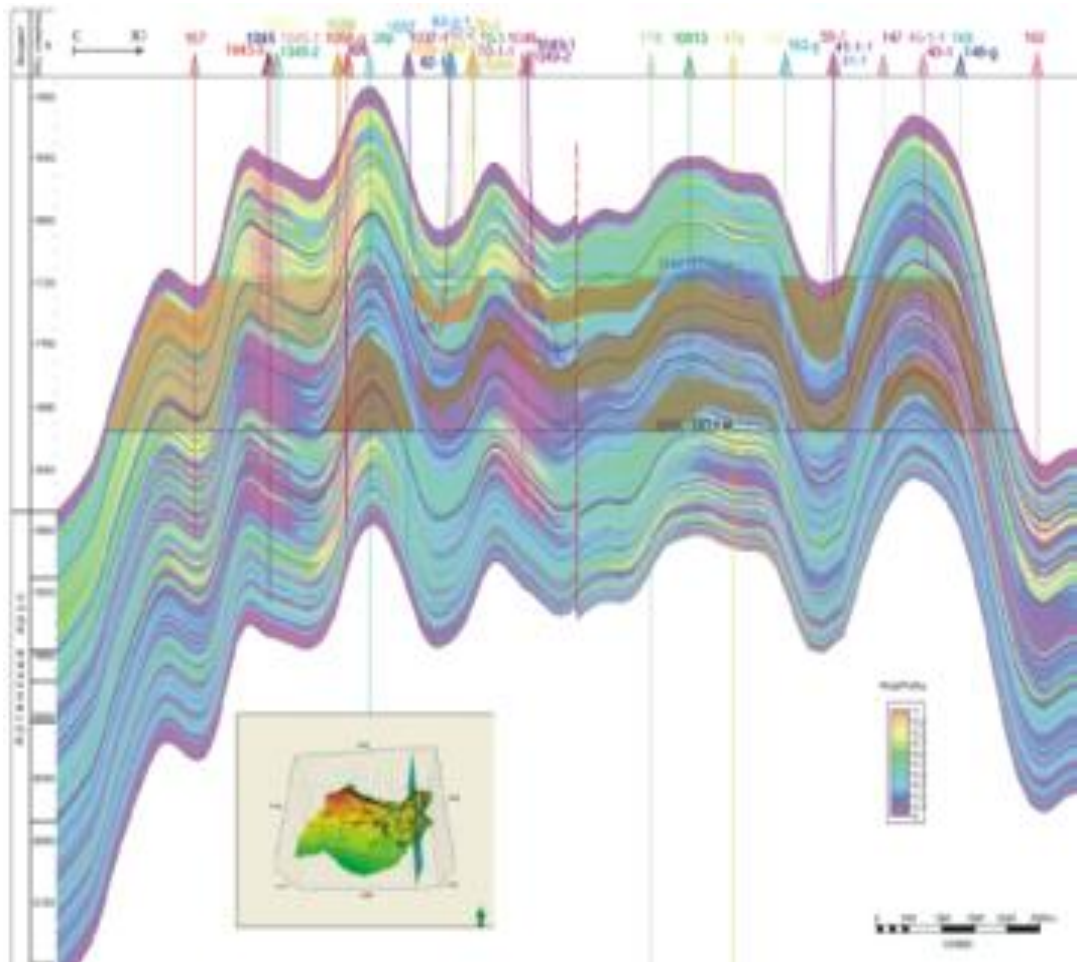
Как показывают графики, понимание распределения проводящих макротрещин в пласте играет решающую роль в прогнозировании продуктивности горизонтальных скважин.

Таким образом, в условиях вскрытия ГС макротрещинами приток через трещины доминирует в продукции горизонтального ствола. Этот вывод имеет очень важное значение для последующего изложения. Дело в том, что обоснованный автором и рассматриваемый ниже оптимальный комплекс ПГИ для исследуемых пластов нацелен на диагностику аномальных контрастных притоков по макротрещинам. При этом без дополнительного обоснования естественно допустить, что работа основной части ствола, не отражающаяся на результатах ПГИ, также значимо влияет на дебит скважины. Это делает ПГИ такого рода практически бесполезными для диагностики профиля притока. Рассмотренные выше расчеты исключают данное допущение и подтверждают результативность промыслово-геофизических исследований в горизонтальном стволе, вскрывшем систему региональных трещин.

Приведенные теоретические изыскания подтверждаются многочисленными результатами наблюдений за работой эксплуатационных скважин в карбонатных коллекторах, в частности на одном из месторождений Волго-Уральского региона.

### **3.2 Изученность объекта и состояние контроля разработки на момент начала внедрения предлагаемого комплекса.**

Основной объект упомянутого выше месторождения (далее НГКМ-1) является массивной карбонатной залежью (рисунок 3.4) литологически экранированной, представленной широким спектром карбонатных пород, неоднородным по литологии и коллекторскими свойствам.



*Рисунок 3.4 Сводный геологический разрез НГКМ-1.*

Дополнительными особенностями является наличие двух типов флюидалльных контактов (ГНК, ВНК), присутствие в продукции сероводорода, а также обилие разломов по всей площади простирания (рисунок 3.5) и высокая расчленённость пласта-коллектора. Последний факт сыграл немаловажную роль в принятии технологического решения по разбурированию месторождения горизонтальным (субгоризонтальным) фондом скважин для обеспечения полной вовлеченности всех пропластков (рисунок 3.6). Высокая расчлененность и наличие большого количества разломов с учетом сверхнизкой проницаемости матрицы коллектора (0.4 мД) позволяют утверждать, что запасы, приуроченные к данному типу коллектора можно причислить к трудноизвлекаемым.

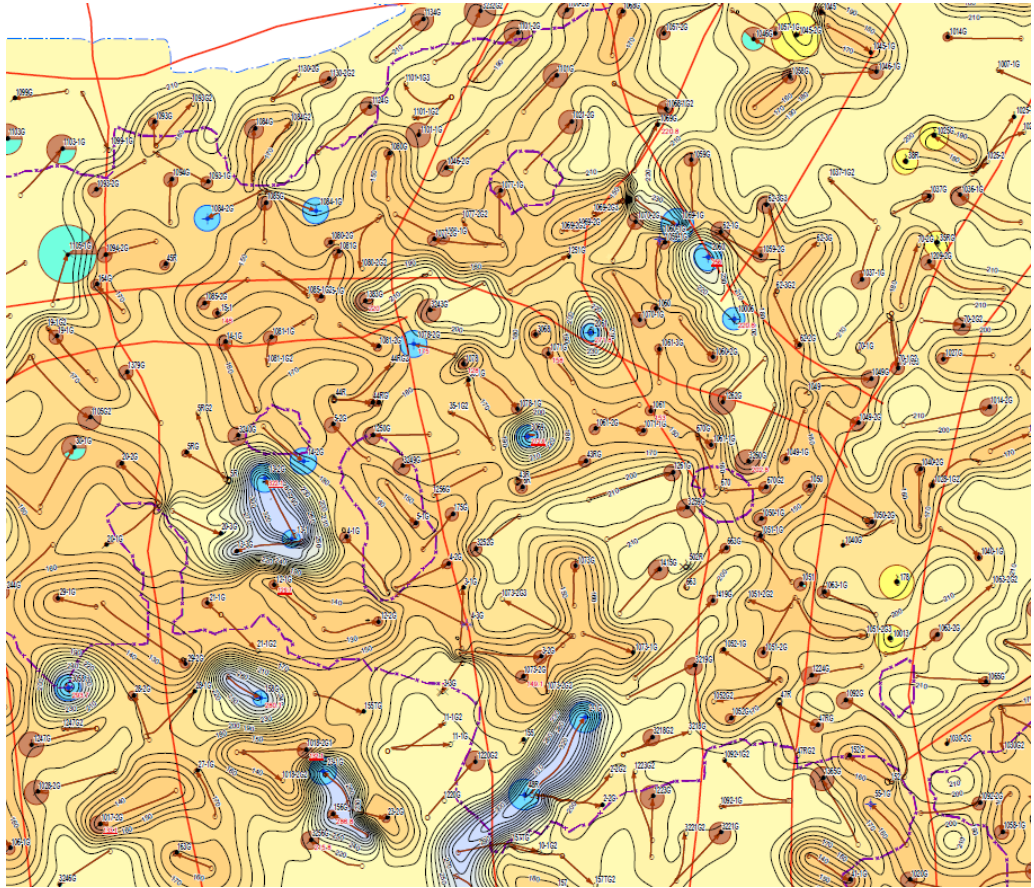


Рисунок 3.5 Фрагмент карты изобар пласта P1art НГKM-1. Красными линиями обозначены наиболее крупные разломы.

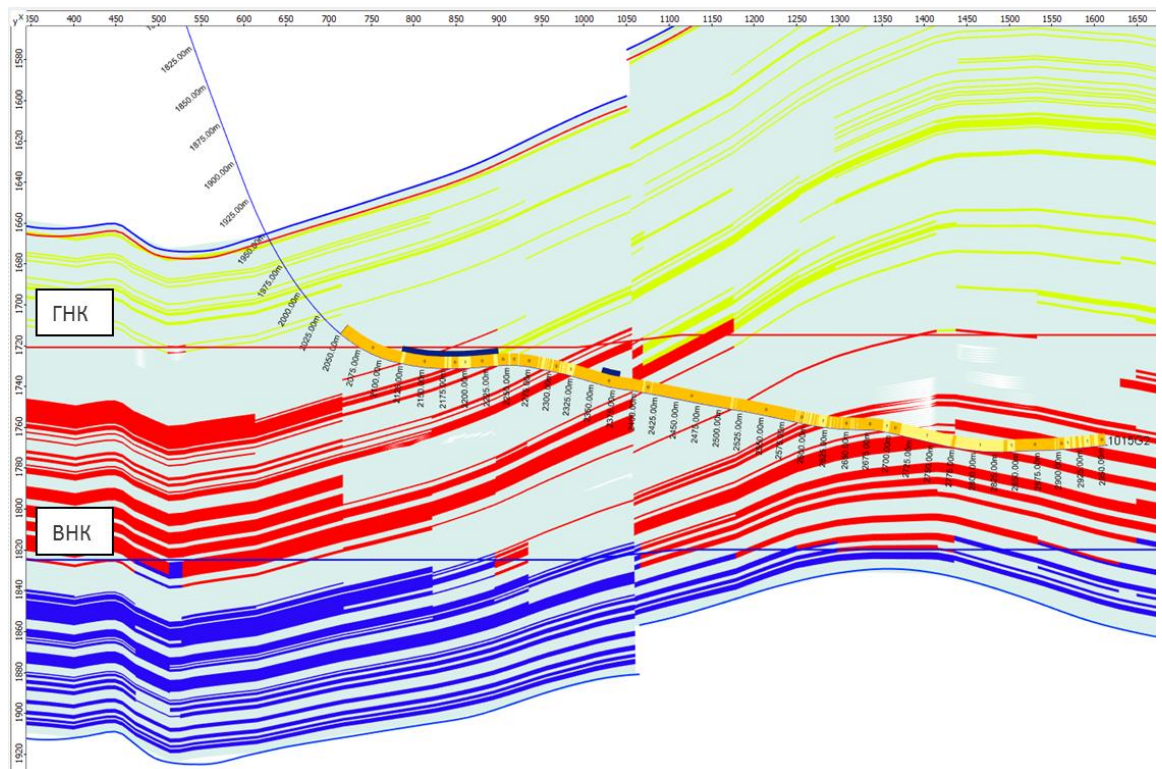


Рисунок 3.6 Иллюстрация типичной траектории скважины НГKM-1.

Месторождение находится в эксплуатации с середины 90х годов XX века, что предопределило уже достаточно обширный комплекс проведенных исследовательских работ.

Площадь месторождения полностью охвачена 3D-сейсморазведочными данными, что позволяет о высокой степени изученности месторождения с точки зрения выделения структуры залежи, дизъюнктивных нарушений и т.д.

Фонд скважин также охвачен широким спектром исследований, включающих не только стандартный комплекс ГИС и большой объём керновых данных, но и такие передовые методы исследования, как пластовые микроимиджеры (рисунок 3.7). Стоит оговориться, что проведенные исследования пластовыми имиджерами проводились только в пилотных стволах горизонтальных скважин с целью определения азимута распространения трещин на отдельно взятом участке месторождения для корректировки направления конкретных горизонтальных стволов. Это не позволило сопоставить результаты ПГИ и пластовых микросканеров.

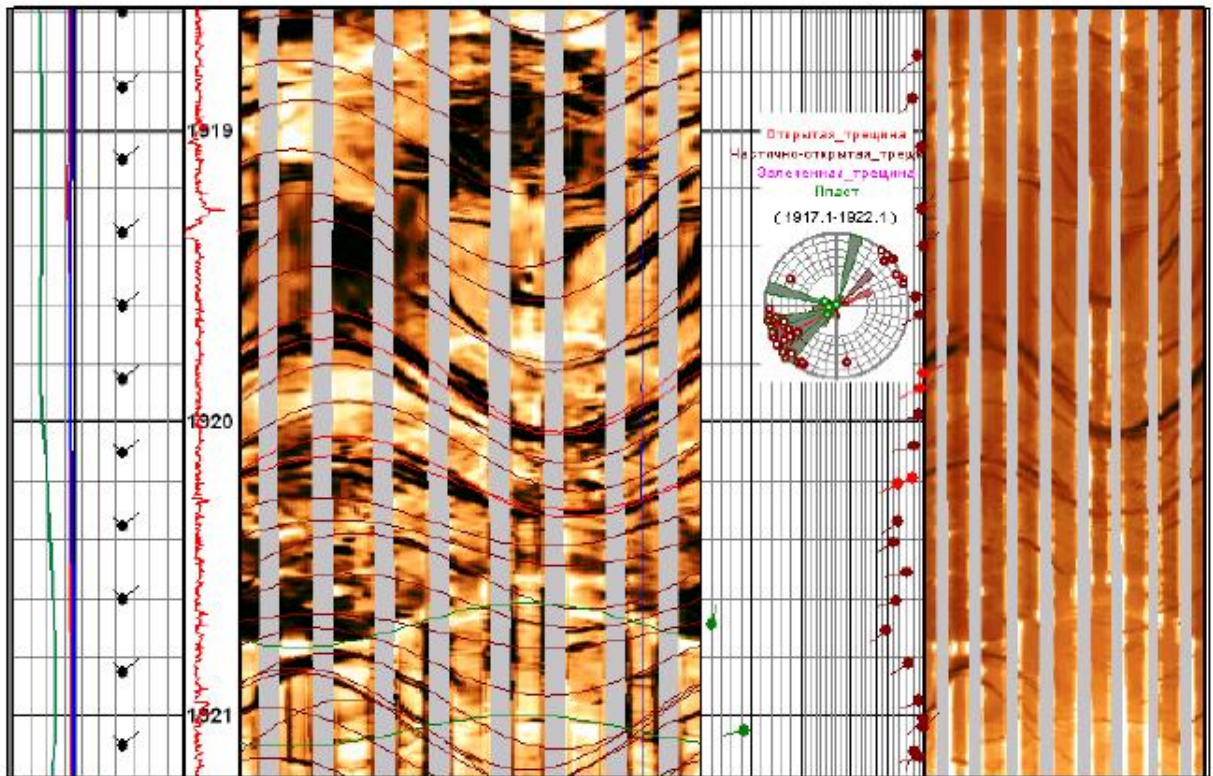


Рисунок 3.7 Имидж-развёртка по результатам исследования одной из скважин НГМК-1

Однако даже столь высокая осведомленность о структуре самой залежи, а также структуре порового пространства не могли дать целостной картины моделей притока к скважинам. Данный факт особенно остро встал с началом реализации программы бурения в краевых зонах залежи. При разбуривании новых участков месторождения недропользователь столкнулся со значительным снижением эффективности бурения и увеличенным количеством

недостижений проектных дебитов скважин, что предопределило потребность в новом объёме исследовательских работ.

По анализу предшествующих исследований был сделан вывод о полном отсутствии понимания моделей притока к горизонтальным стволам. Причиной этого было в первую очередь отсутствие современной системы геофизико-гидродинамического контроля разработки месторождения. На момент прихода компании Газпромнефть в качестве оператора разработки на месторождении фактически отсутствовали гидродинамические исследования на неустановившемся притоке в горизонтальных скважинах, а именно позволяют определить модели притока. Также имел место крайне низкий охват промыслово-геофизическими методами контроля разработки, фактически ограничивающимися формальными единичными замерами в вертикальных скважинах. Таким образом, можно было утверждать об уровне контроля разработки, хоть и удовлетворяющем требованиям отраслевых регламентов, но явно недостаточным для эффективной разработки столь сложно построенного объекта.

### **3.3 Неопределённость модели фильтрации к горизонтальным стволам в условиях развитой естественных макротрещин.**

Как описано в предыдущем разделе у недропользователя на момент начала операторской деятельности Компании «Газпром нефть» отсутствовало ясное представление о модели работы коллектора. Комплекс проведённых на этапе разведки исследований давал ясное представление о том, что основная ёмкость сосредоточена в порах матрицы ( $K_p=11\%$ ), однако фильтрационной модели, адекватно воспроизводящей параметры работы большинства скважин и отвечающей за связь этой ёмкости со скважиной, не существовало.

Первой рекомендацией в таком случае для карбонатного коллектора по устоявшейся практике было проведение гидродинамических исследований скважин с закрытием на забое.

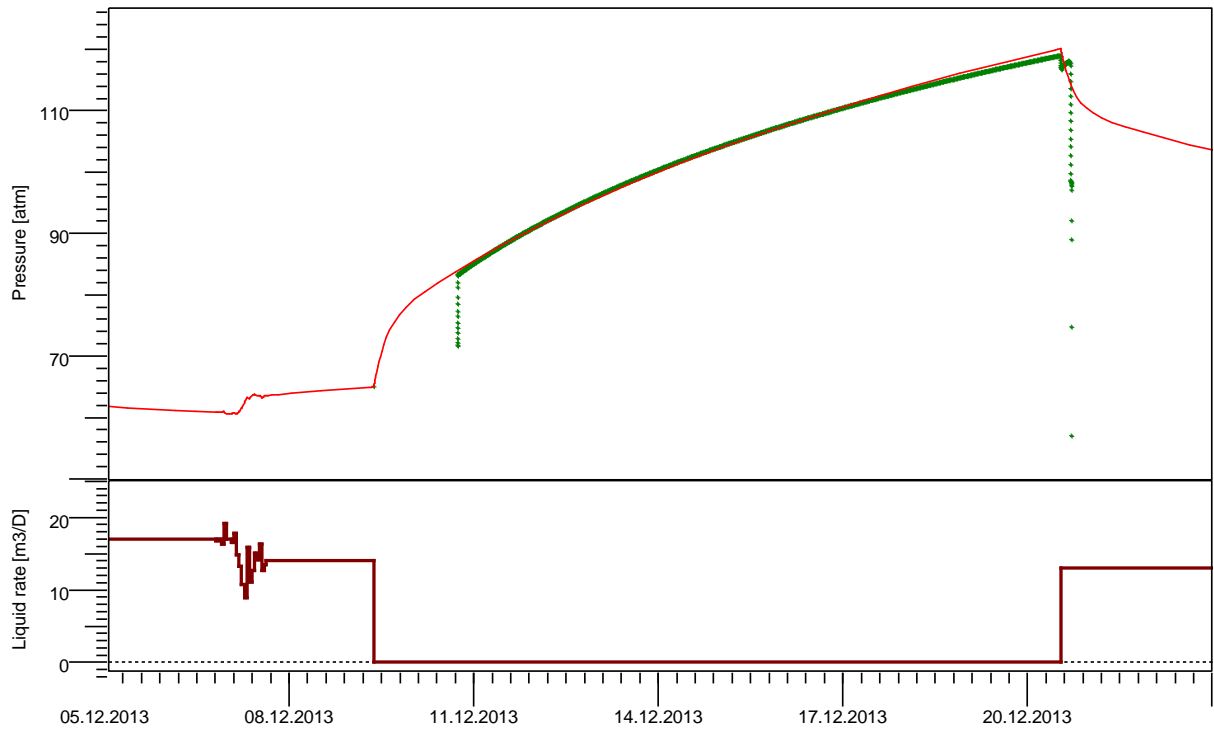
Первые эксперименты по рекомендации автора в отношении внедрения данных технологий были проведены в 2013 году. Для реализации в качестве первых кандидатов были предложены немного численные на месторождении вертикальные и наклонно-направленные скважины, для отработки основных методик и технологий. Данные исследования должны были не только дать представления о параметрах двойной пористости, но должны были дать предпосылки для внедрения технологий закрытия на забое в горизонтальных скважинах с целью минимизации послепритока и более подробному изучению моделей фильтрации в них.

Однако уже первые эксперименты по внедрению доступных для реализации технологий закрытия на забое не увенчались успехом. Ввиду отсутствия на данном этапе на месторождении разведочного бурения была невозможна реализация традиционного для таких технологий подхода, а именно спуска в необсуждённый ствол испытателя пласта на трубах (ИПТ). В

качестве объекта исследований были доступны лишь скважины, находящиеся уже более 3-5 и более лет в эксплуатации.

Технологическая возможность закрытия на забое в таких скважинах существовала, и была реализована по средствам спуска манометра на системе автоматических пакеров малого типоразмера, приспособленных для спуска в НКТ.

Однако, несмотря на глубокую проработку программы исследовательских работ с привлечением специалистов недропользователя, подрядчика и научно-технического центра, реализация исследований оказалась неудовлетворительной (рисунки 3.8-3.9).



*Рисунок 3.8 Результаты совмещения исходных (точки) данных и модельной (линии) кривых по циклу КВУм. Верхняя часть графиков – кривая изменения забойного давления (в атм.), нижняя часть – кривые дебита жидкости.*

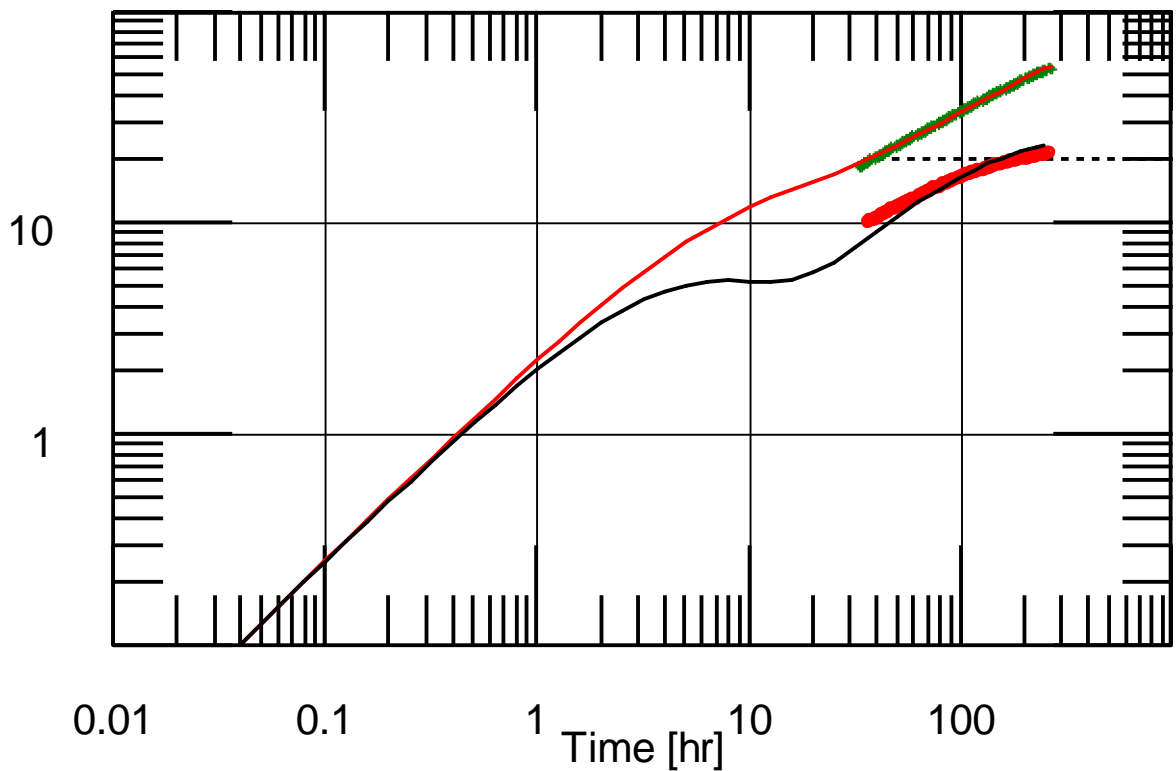


Рисунок 3.9 График Log-Log анализа цикла КВУм.

Как оказалось ввиду наличия в составе продукции по скважине реализация программы исследований не может быть выполнена в точности. Обусловлено это действующими инструкциями инженерной службы в отношении ограничения выбросов сероводорода. Фактически это означало невозможность спуска в работающую скважину той компоновки аппаратуры, которая бы позволила закрыть скважину на забое. Данный факт потребовал искать другие пути снижения послепритока.

Как показали расчёты, добиться данного эффекта было возможно путём уменьшения доли газа в составе притока скважин, что стало основой для вынесения рекомендаций по реализации исследований в скважинах, работающих с минимальной депрессией на пласт, что и было реализовано на практике.

В результате удалось добиться существенного снижения влияния коэффициента после притока, что позволило проследить формирование режимов течения по скважинам с первых минут после остановки (рисунок 3.10-3.11).



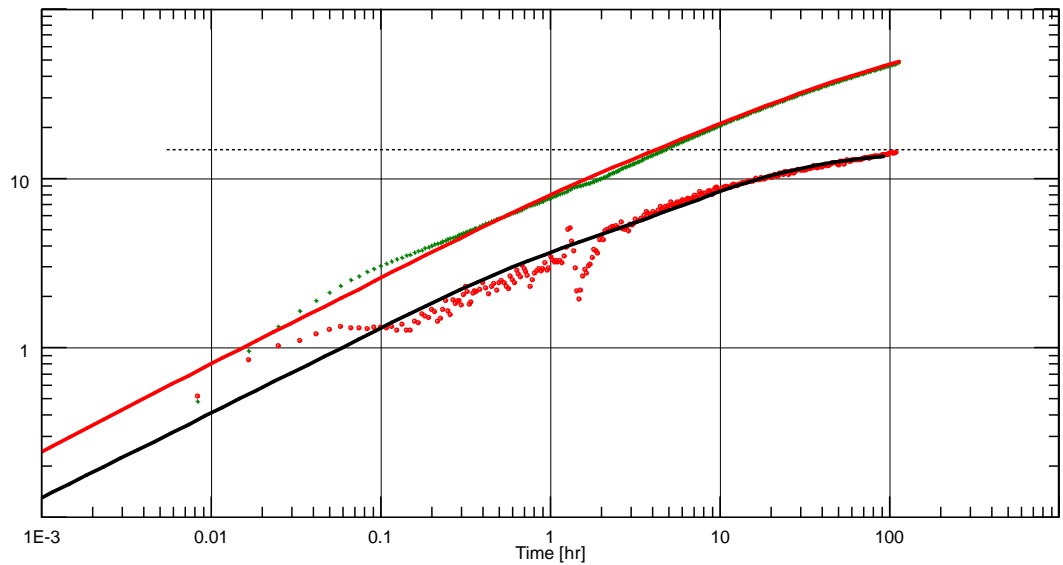


Рисунок 3.10 График log-log анализа поведения давления в скв. \*\*58 НГКМ-1.

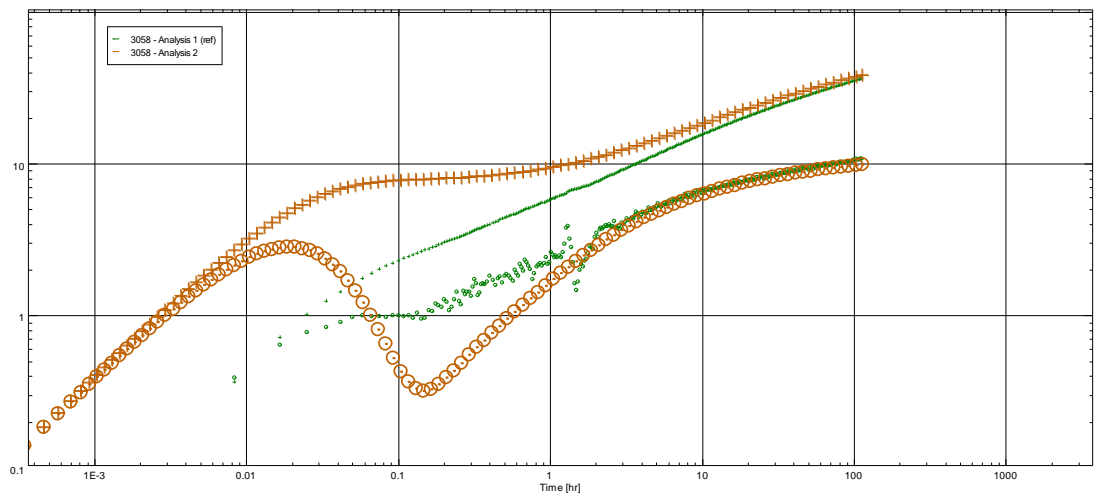


Рисунок 3.11 Сопоставление log-log графиков для модели двойной пористости (рыжие кривые) и фактически полученного по скв. \*\*58 НГКМ-1 (зеленые кривые).

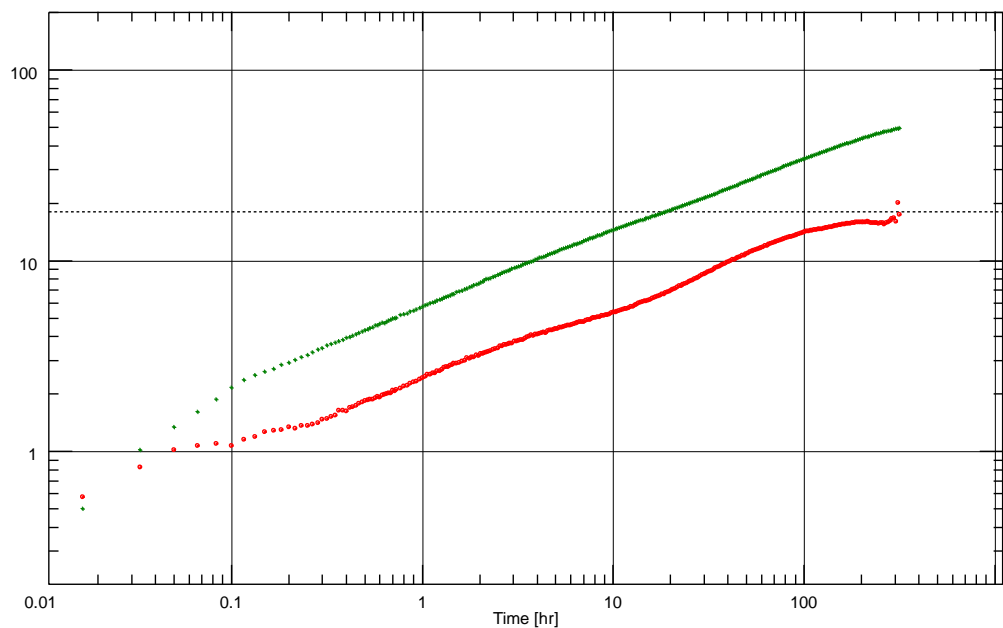
Как видно из приведенных выше графиков, полученная картина гидродинамических потоков, существенно отличается от предполагаемой при модели двойной пористости.

Наблюдаемая последовательность наклонов билогарифмической производной давления свидетельствовала о режиме течения, характерном для скважин после гидравлического разрыва пласта, что, в условиях отсутствия такого рода мероприятий на данной скважине, потребовало пересмотре предполагаемой модели фильтрации. Продолженный мониторинг в других скважинах выявил схожую картину, что позволило утверждать, что данный тип коллектора хорошо согласует с моделью, описанной во второй главе диссертационной работы.

Таким образом, было сформулировано предположение, что основной вклад в продуктивность горизонтальных скважин должно также вносить их положение относительно системы проводящих субвертикальных трещин. А учитывая достаточно большие отходы от вертикали горизонтальных стволов (до 700-800 м), в основе продуктивности горизонтальной скважины в таком коллекторе должно быть количество вскрываемых субвертикальных трещин горизонтальной частью ствола.

Для подтверждения данной гипотезы на первоначальном этапе было предложено реализовать программу гидродинамических исследований горизонтальных скважин, по методике, опробованной ранее на вертикальных скважинах месторождения.

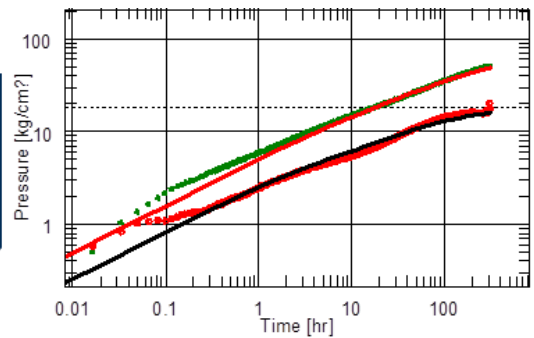
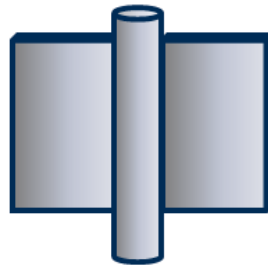
Результаты реализации программы исследовательских работ в более чем 20 скважинах установили, что поведение производной давления в горизонтальных стволах (рисунок 3.11) может быть проинтерпретировано тремя основными гидродинамически подобными моделями (рисунок 3.12).



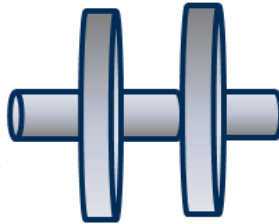
*Рисунок 3.12 Поведение бипологарифмической производной по скв. \*\*33-1G НГКМ -1*

Как показывает рисунок 3.13 удовлетворительный вариант совмещения модельных и фактических производных можно получить, используя модели фильтрации, совершенно различные друг от друга с точки зрения конструкции скважины.

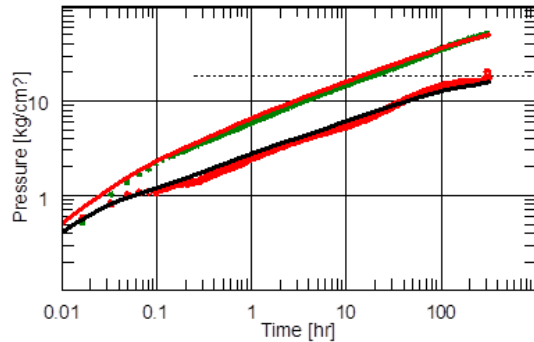
**Вертикальная  
скважина с  
трещиной  
неограниченной  
проводимости**



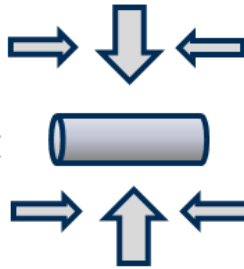
**Горизонтальная  
скважина с 2мя  
трещинами  
неограниченной  
проводимости**



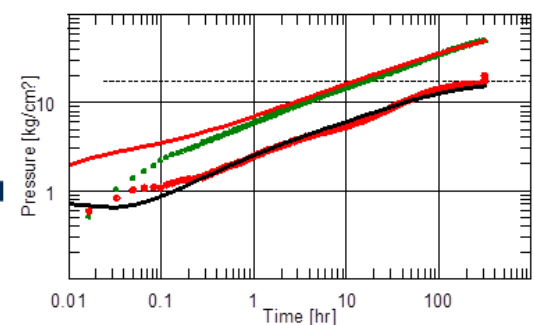
Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [kg/cm²] vs dt [hr]



**Горизонтальная  
скважина с  
коротким стволом  
и соотношением  
 $K_z/K_r \gg 1$**



Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [kg/cm²] vs dt [hr]



*Рисунок 3.13 Результаты совмещения фактических и модельных данных для различных моделей фильтрации.*

Однако ни одна из приемлемых моделей не соответствовала фактическим данным об эффективной проходке горизонтального ствола, полученным по РИГИС. Это означало необходимость полного пересмотра модели фильтрации не только по данной скважине, но и по остальным скважинам месторождения.

И так как гидродинамические исследования не давали однозначного ответа на данный вопрос была разработана программа специальных промыслово-геофизических исследований, которая помогла бы подтвердить ту или иную модель фильтрации из продолженных выше. Было очевидно, что запись профилей притока должна полностью снять имеющиеся неопределённости.

### 3.4 Формирование комплекса промыслово-геофизических исследований для уточнения модели притока к горизонтальным стволам.

Для подтверждения модели фильтрации было необходимо сформировать комплекс промыслово-геофизических исследований, который бы позволил получить достоверный профиль притока в горизонтальном стволе.

Основная сложность при формировании такого комплекса связана с тем, что традиционная аппаратура ПГИ не позволяет с достаточной степенью точности определять профиль притока в горизонтальной части ствола при дебите менее 500 м<sup>3</sup>/сут [1, 72].

Данный факт обусловлен сегрегацией фаз в горизонтальной части ствола при малых значениях дебита (рисунок 3.14).

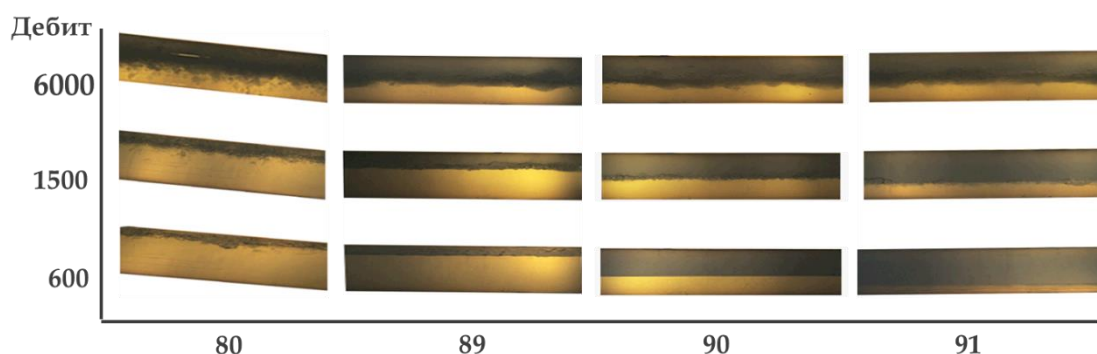


Рисунок 3.14 Сегрегация фаз в горизонтальной части ствола при различных скоростях течения и различных значениях зенитного угла по данным Schlumberger.

Расслоение потока жидкости по сечению ствола приводит к невозможности использования традиционной аппаратуры ПГИ с единичными датчиками. Показания датчиков состава в таких случаях будет воспроизводить траекторию ствола, механические датчики притока будут иметь также низкую информативность ввиду малых удельных скоростей фильтрации. Интерпретация же термоаномалий также будет затруднена ввиду слабого геотермического градиента (его полного отсутствия), влияния термокодуктивного переноса, а также невозможности комплексирования с другими датчиками традиционного комплекса. Это требует разработки специальных методик проведения и интерпретации замеров термометром [106].

Таким образом, было необходимо разработать приемлемый комплекс исследований, который бы позволил в имеющихся геолого-технологических условиях определить профиль притока к горизонтальным частям стволов скважин, что позволило бы уточнить фильтрационную модель.

Проведенный анализ предложений сервисных компаний показал наличие аппаратных возможностей для решения стоящих задач. Применение передовых аппаратных комплексов

от ведущих сервисных компаний (FSI Schlumberger, MAPS Weatherford) позволило бы в большинстве случаев полностью решить стоящие задачи. Однако проведённый анализ стоимости, а также оценка логистических рисков названных аппаратных комплексов показал невозможность широкого их применения. Среди основных рисков – низкая информативность ПГИ при притоке малой интенсивности (до 40 м<sup>3</sup>/сут).

В этой связи были проанализированы доступные отечественные аналоги на предмет применимости в имеющихся геолого-технологических условиях. Безусловно, полного набора датчиков, имеющихся в иностранных комплексах, в комплексах отечественного производства обнаружено не было. Однако в рассматриваемых условиях исследований отечественная аппаратура справилась с поставленной задачей. Это связано с тем что в рассматриваемых условиях (приток газированной нефти в локальных интервалах) профиль притока является аномально контрастным и для из диагностики может быть с успехом использован комплекс «стандартные ПГИ+» профилями притока спектральная шумометрия».

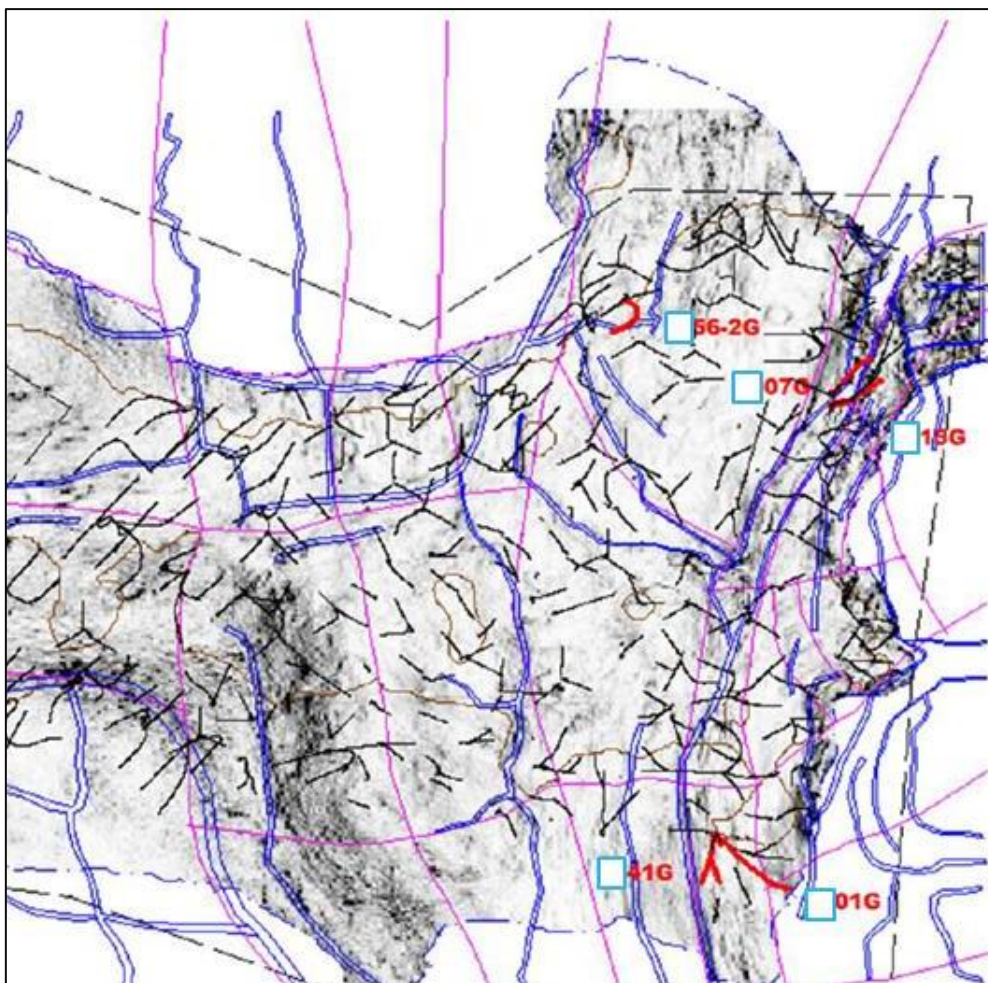
В последующем, при росте обводненности продукции для диагностики аномальных притоков воды видимо можно будет использовать отечественные аппаратные комплексы с датчиками влагомера, распределенными по сечению ствола, такие, как комплекс СОВА-ВЛ-6, с 6 датчиками, расположенными по окружности и комплекс «КарСар» с 12 датчиками.

Немаловажным фактором, повлиявшим на формирование комплекса ПГИ и способа доставки измерительной аппаратуры на забой, было наличие сероводорода в составе пластового флюида, а также конструкция скважин, которая предполагала отсутствие в горизонтальной части ствола какого-либо другого оборудования. Фактически работы проводились в открытом стволе. Эти два фактора сделали невозможным доставку приборных комплексов на скважинном тракторе. Для реализации исследований в качестве технологии доставки была выбрана доставка на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ). Причем ввиду отсутствия в регионе подрядных организаций, обладающих ГНКТ с вмонтированным геофизическим кабелем, потребовалось проведение исследований приборами, обладающими возможностью автономной записи.

Как показывали расчёты в имеющихся геолого-технологических условиях, а именно при наличии высокого промыслового газового фактора и предполагаемой модели фильтрации (предполагалось наличие локальных интенсивных притоков) можно было ожидать появление выраженных отрицательных температурных аномалий, обусловленных выходом в ствол газожидкостной смеси. Данный факт имеет уверенное теоретическое обоснование [1, 102]. И именно поэтому на термометрию возлагались основные надежды в части информативности.

Также для осуществления контроля исследований отечественными комплексами было принято решение о необходимости привлечения на одной из скважин к замерам ещё и иностранной аппаратуры (FSI Schlumberger).

На первом этапе исследований были выбраны скважины в интересующих зонах месторождения, а также находящиеся на значительном удалении друг от друга (рисунок 3.15). Выбор скважин осуществлялся исходя из геологических неопределённостей, а также по технологической возможности проведения работ.



*Рисунок 3.15 Фрагмент карты месторождения НГКМ-1 по атрибуту когерентности. Красным отмечены траектории скважин из первой группы ПГИ.*

Полученные результаты записи приборов подтвердили наши предположения и сделанные ранее теоретические расчеты. Во всех скважинах, в которых были проведены исследования, наблюдалось предсказываемое поведение основных методов промыслово-геофизического контроля. В первую очередь наблюдалось характерное изменение методов состава и барометрии в соответствии с траекторией ствола скважины, то есть отображение скоплений флюида повышенной или пониженной плотности (диэлектрической проницаемости, проводимости) в верхних и нижних интервалах траектории, соответственно. На термограммах

же наблюдались яркие локальные отрицательные аномалии, наличие которых и подтверждало высказанные ранее гипотезы о влиянии на работу скважин именно локальных притоков (рисунки 3.16-3.21).

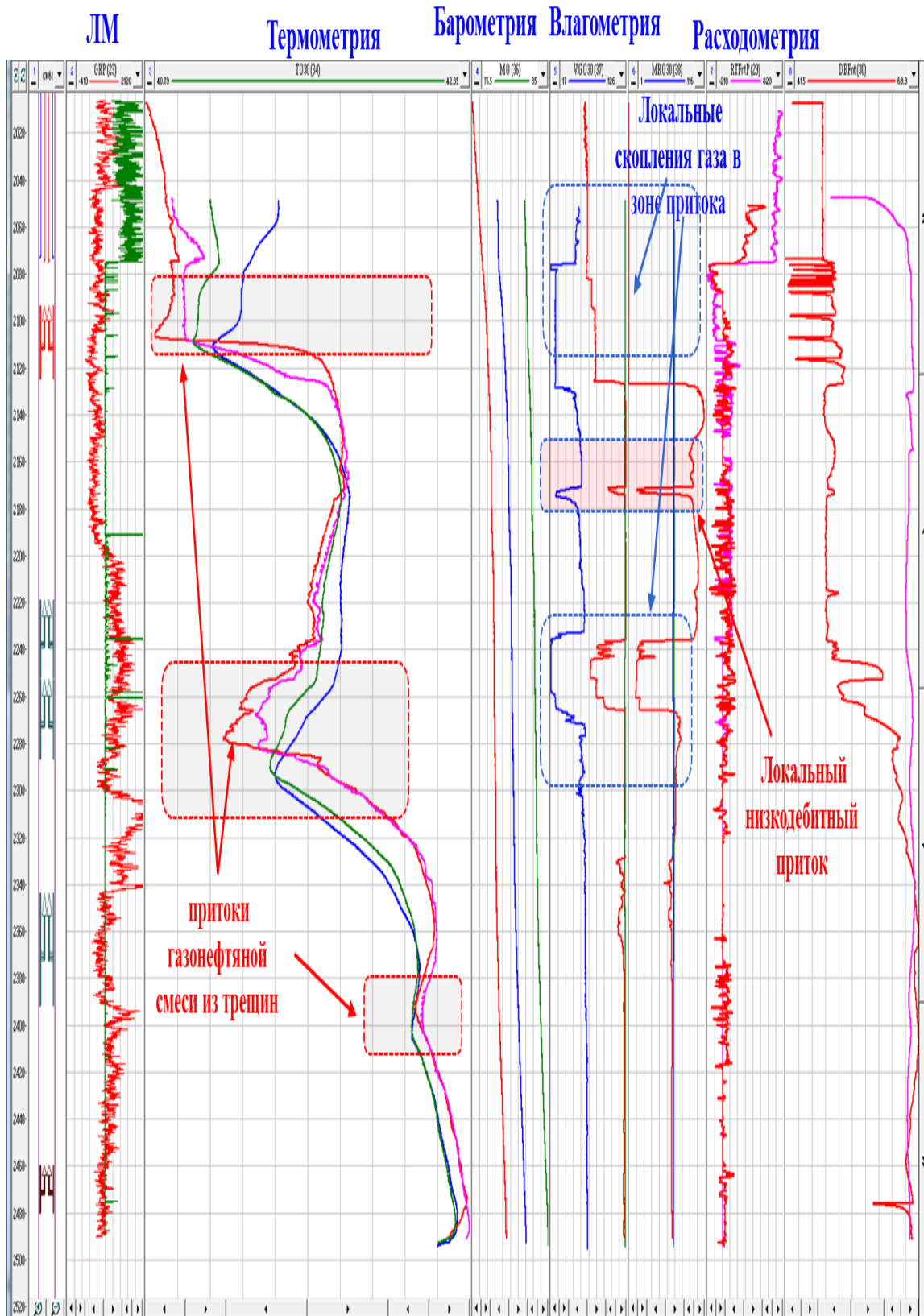


Рисунок 3.16 Пример геофизического планшета, по выполненному комплексу ПГИ.

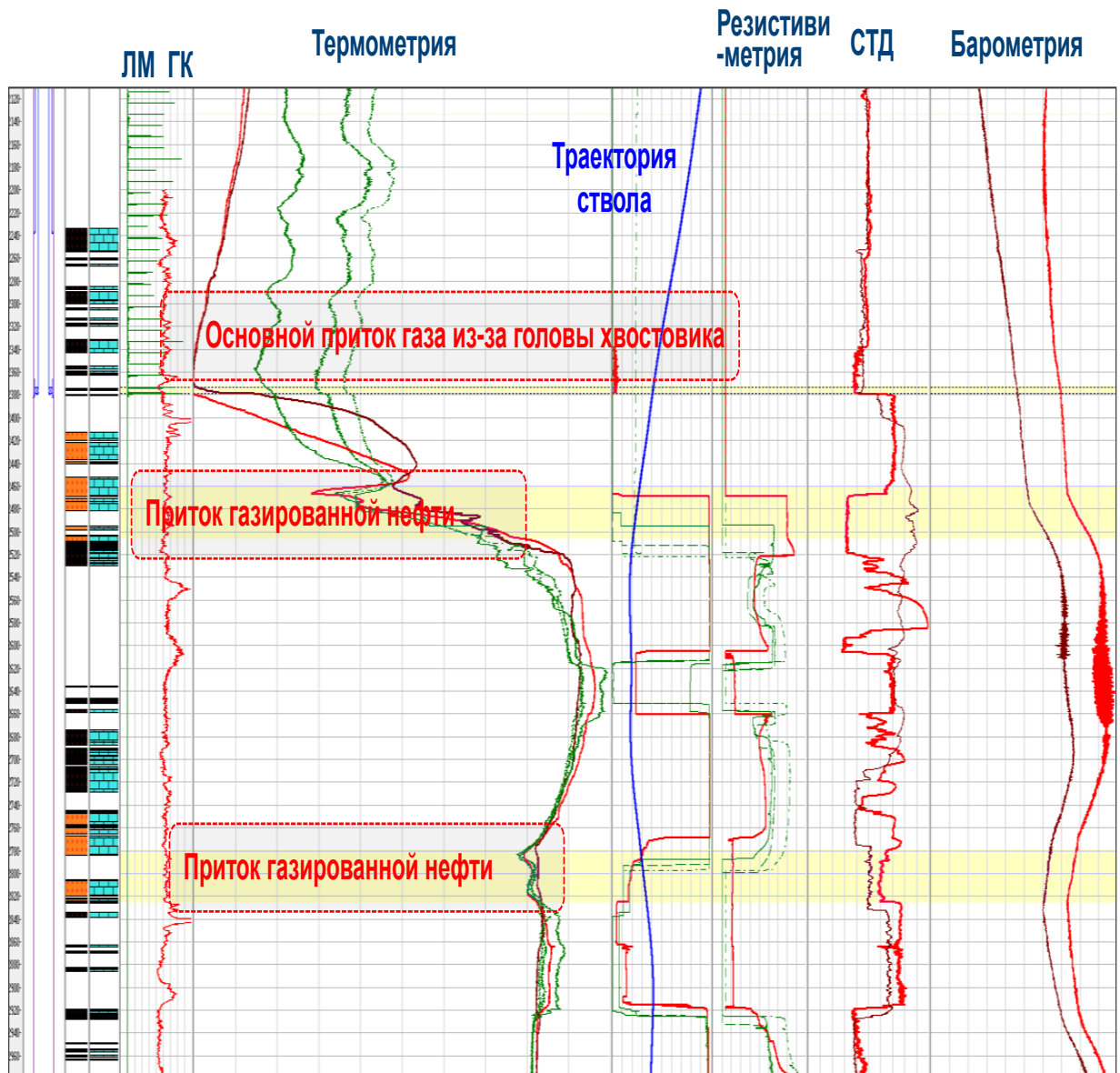


Рисунок 3.17 Пример геофизического планиета, по выполненному комплексу ПГИ.



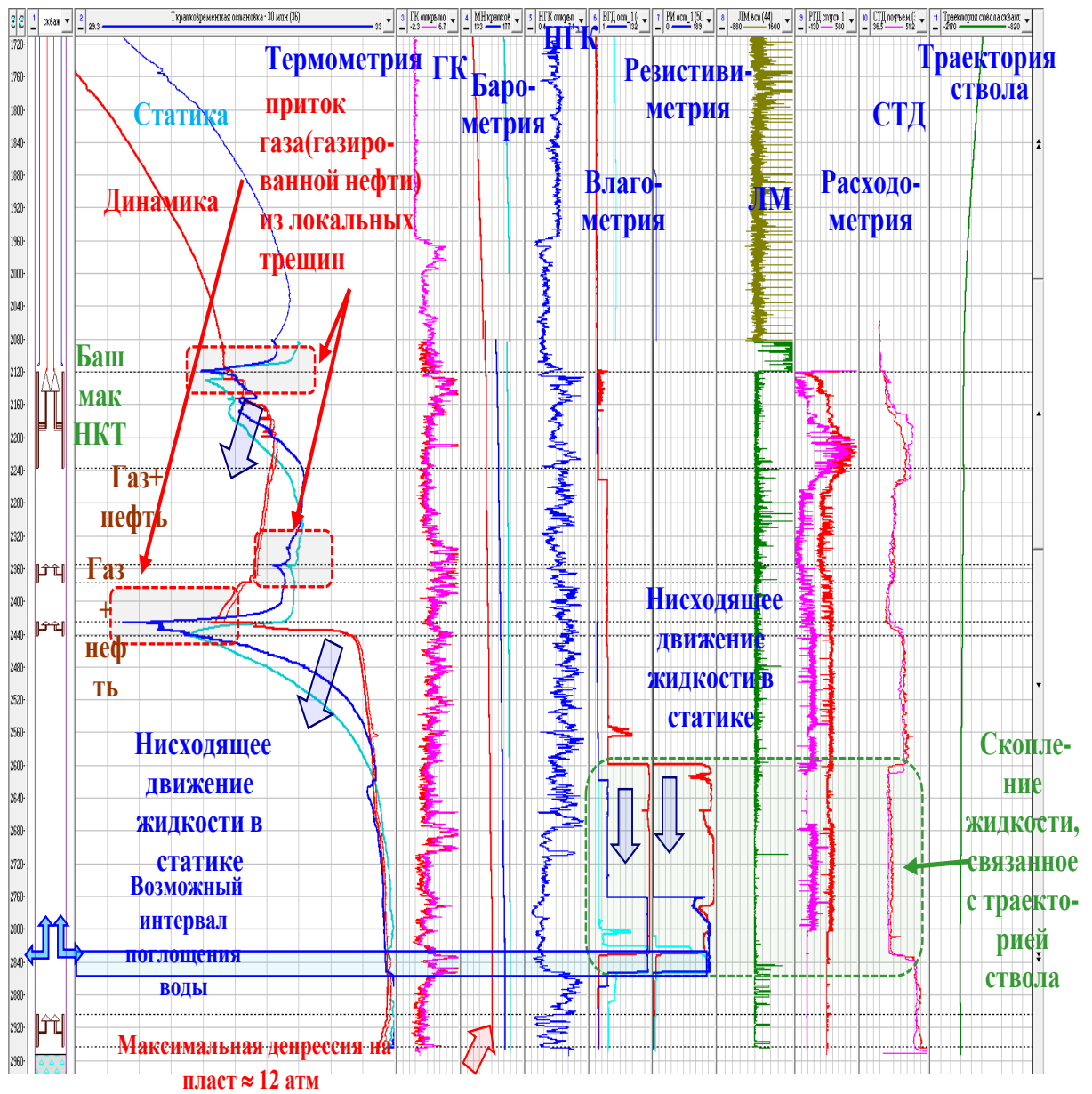


Рисунок 3.18 Пример геофизического планшета, по выполненному комплексу ПГИ.

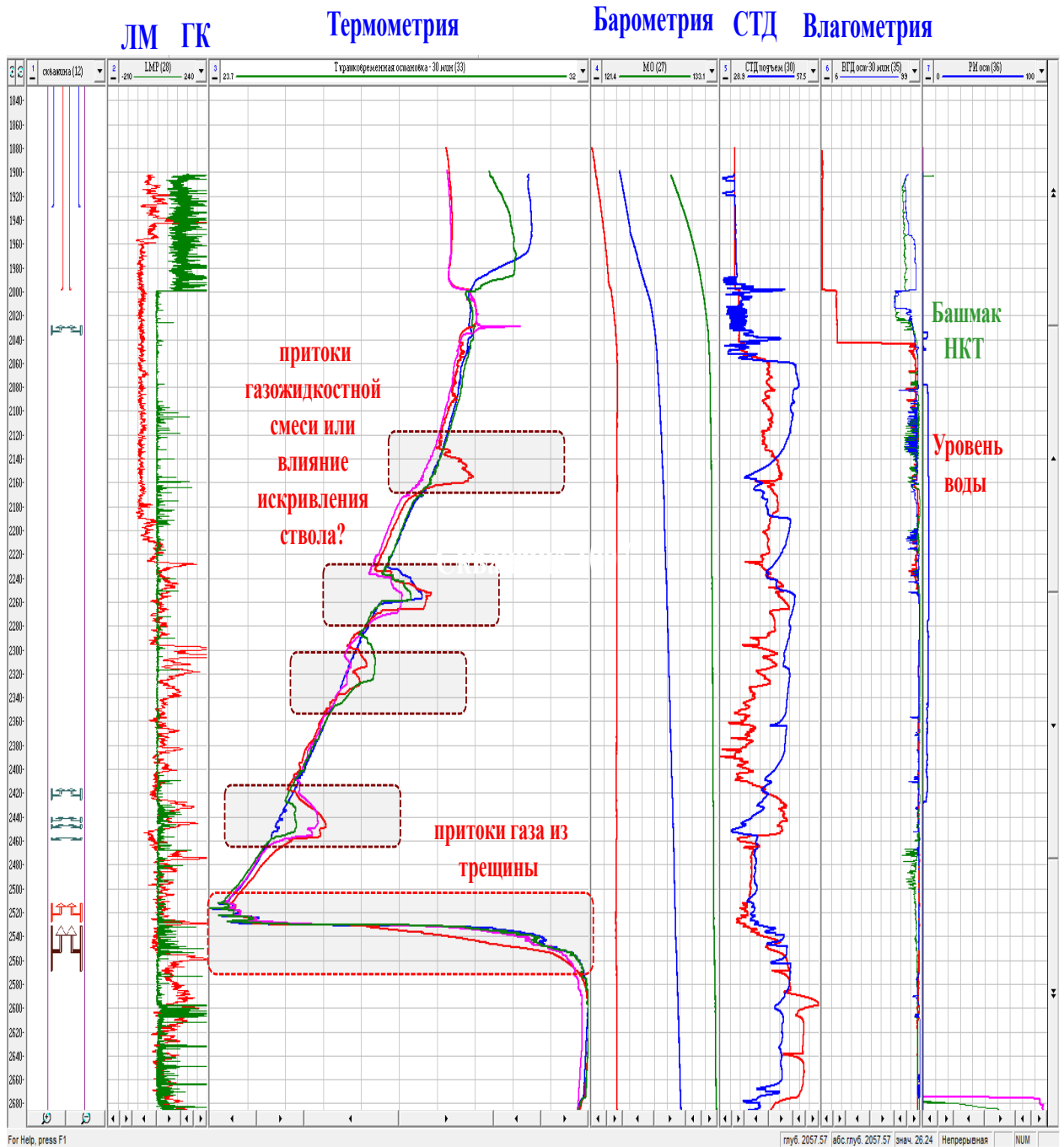


Рисунок 3.19 Пример геофизического планиета, по выполненному комплексу ПГИ.

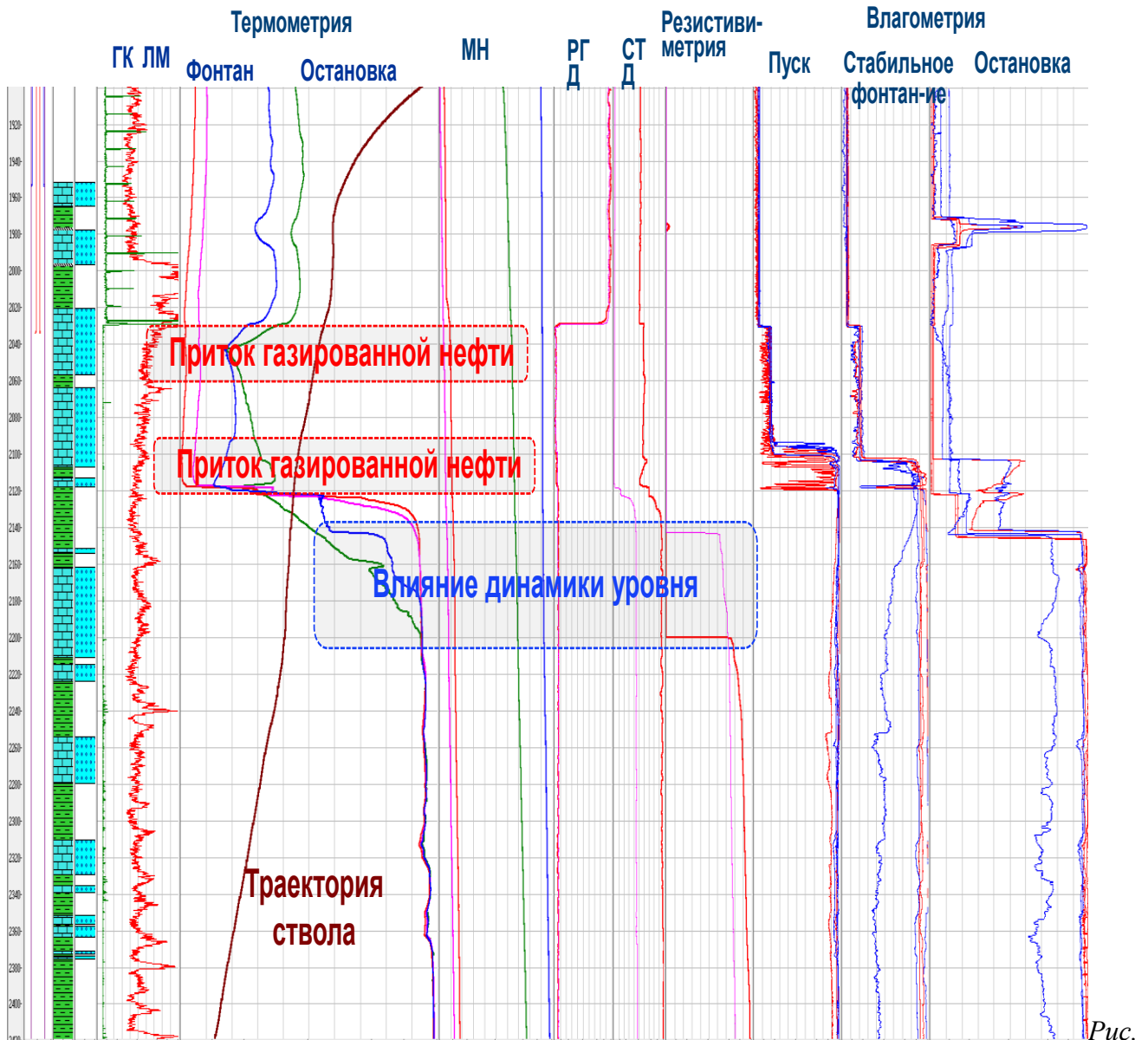
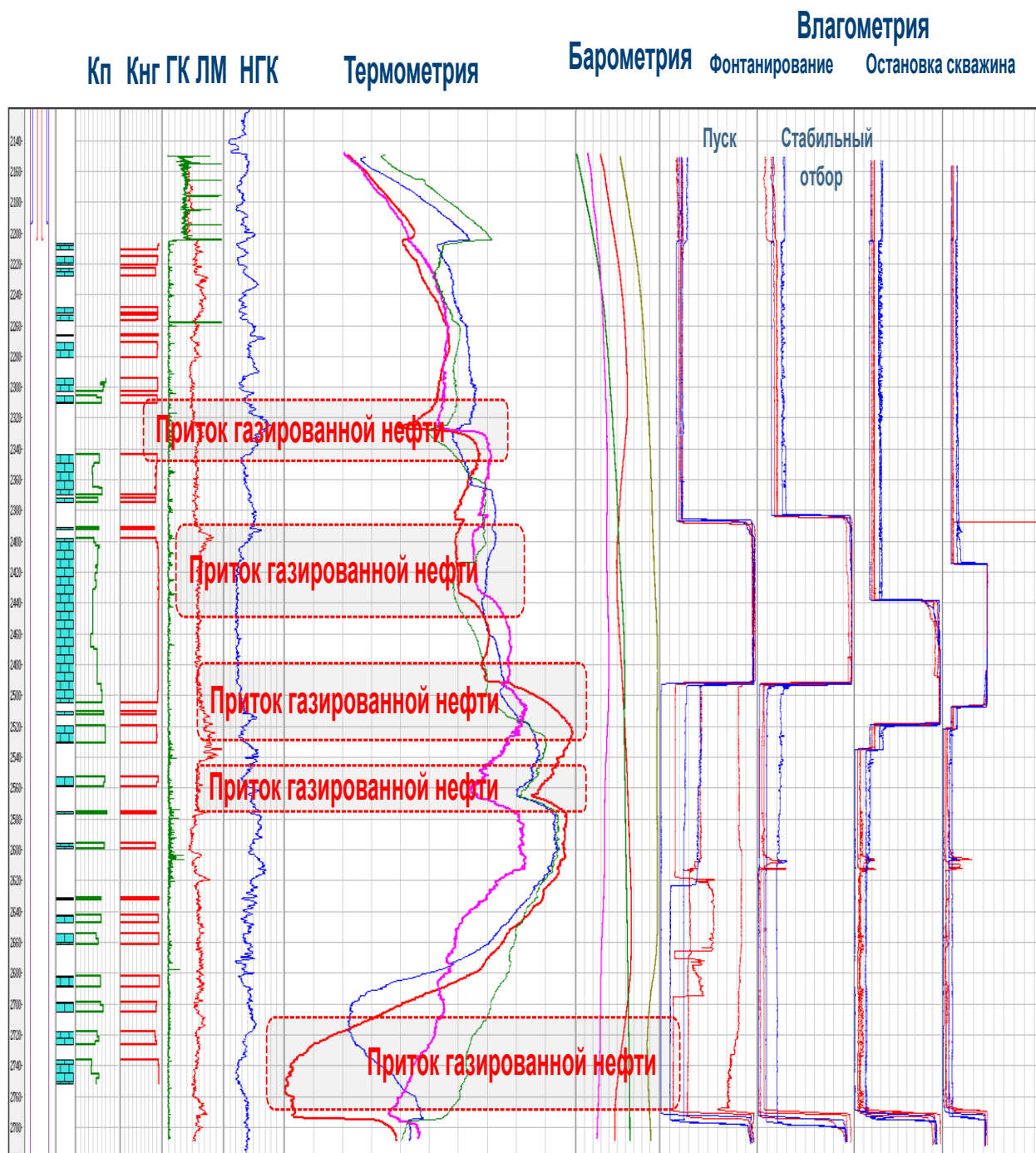


Рис.

Рисунок 3.20 Пример геофизического планшета, по выполненному комплексу ПГИ с распределённой влагометрией.



*Рисунок 3.21 Пример геофизического плана, по выполненному комплексу ПГИ с распределённой влагометрией.*

Выполнение программы исследований на всех скважинах позволило на качественном уровне подтвердить наличие локальных интервалов притока в горизонтальных участках необсаженных стволов на скважинах НГКМ-1. Количественная оценка интенсивности притока в тот или иной интервал, к сожалению, не была проведена из-за отсутствия представительных показаний расходомеров.

Проведенное в одной из скважин исследование с использованием зарубежного аппаратного комплекса (FSI Schlumberger) позволило подтвердить информативность отечественных аналогов в части качественного определения интервалов притока в имеющихся геолого-технологических условиях (рисунок 3.22).

Неоспоримым преимуществом зарубежного комплекса аппаратуры является наличие распределённого по сечению расходомера (рисунок 3.23), который за счет позволяет использования дополнительных оптических датчиков не только определять скорость течения флюида в разных частях ствола, но и оценивать расслоение данного флюида по составу. Это позволяет выделять интервалы поступления флюида более детально, а также давать количественные оценки притока в том или ином интервале.

Проведенный комплекс исследований показал оправданность предположений автора о модели притока к скважине, однако для воссоздания реалистичной модели фильтрации в пласте коллекторе была осуществлена комплексная интерпретация доступных разномасштабных исследований.

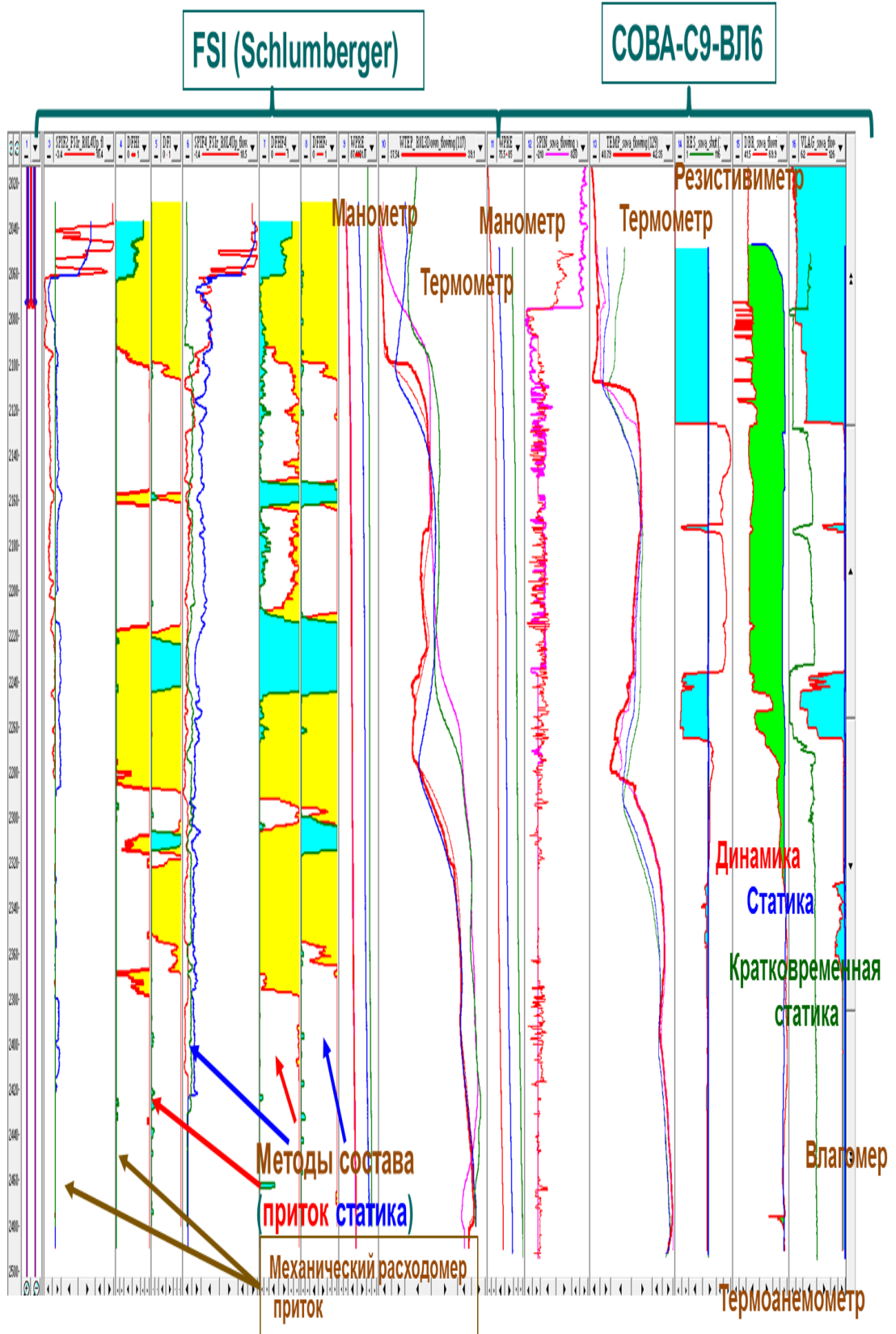


Рисунок 3.22 Сопоставление геофизических планшетов полученных по результатам исследований зарубежного (слева) и отечественной (справа) аппаратурой.

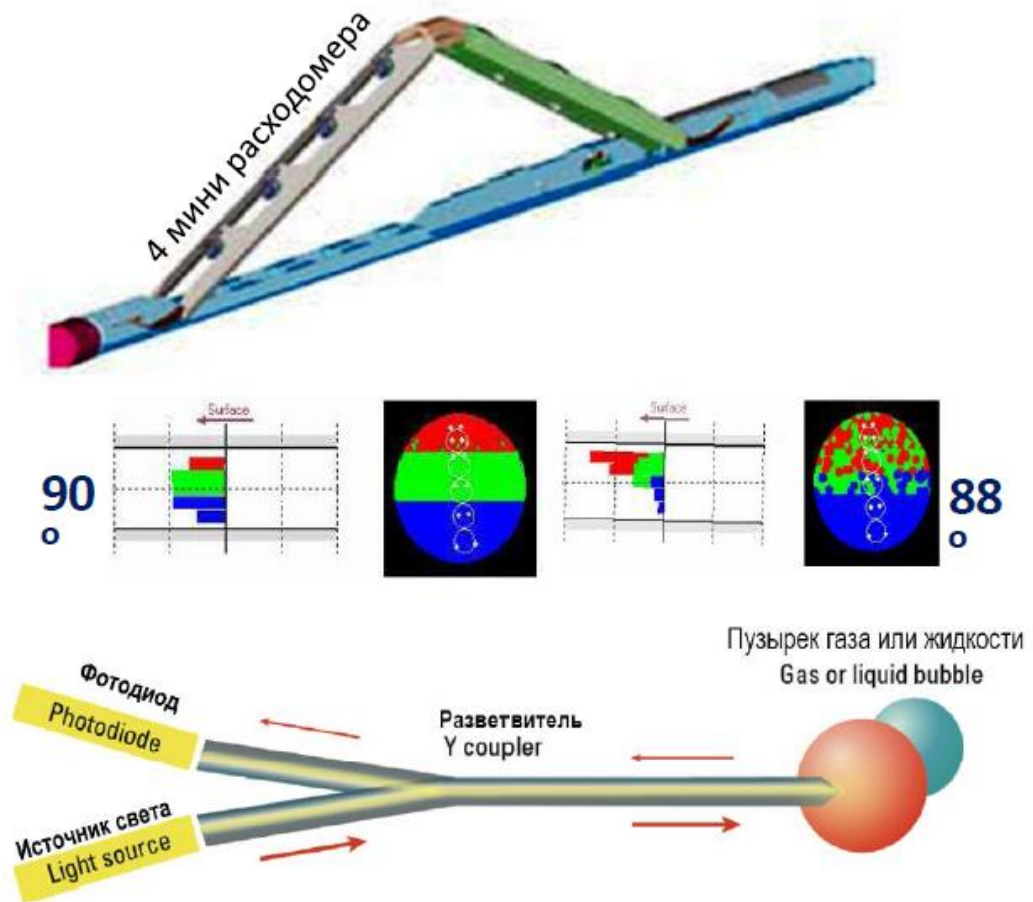


Рисунок 3.23 Схематическое изображение устройства распределённого по сечению датчика расходомера в аппаратуре FloScan Imager (Schlumberger).

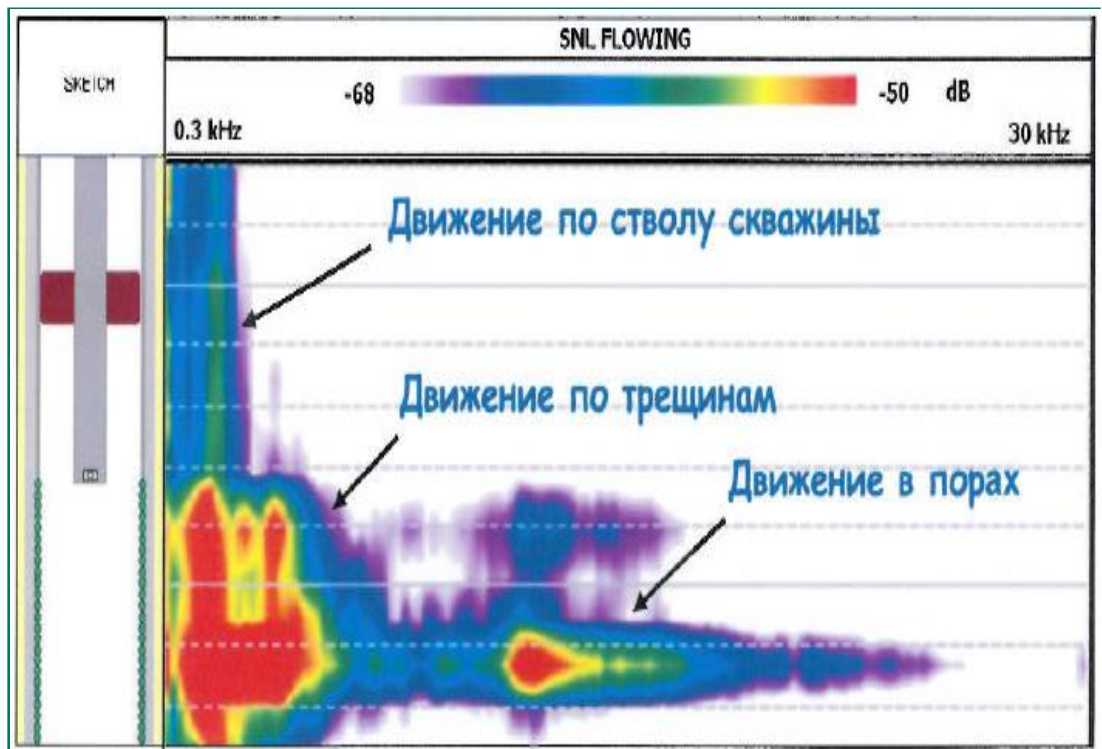
### 3.5 Комплексирование разномасштабных исследований для уточнения модели фильтрации.

Наличие локальных притоков в горизонтальной части ствола исследованных скважин позволило более точно воспроизвести историю работы скважины. Однако природа данных локальных интервалов по прежнему оставалась неоднозначной. Рассматривались две основные теории:

- Латеральная неоднородность коллекторских свойств
- Влияние субвертикальной трещиноватости

С точки зрения строения залежи наиболее вероятной была именно вторая версия. Для подтверждения данного предположения комплекс промыслово-геофизических исследований был дополнен таким необычным для отечественного опыта методом исследований как спектральная шумометрия.

Данный метод в комплексе с высокоточной термометрией позволяет не только детализовать интервалы притока с лучшей вертикальной разрешающей способностью (до десятков сантиметров), но и определить характер притока [87]. Данный метод основан на снятии шумов в работающей скважине, по амплитудно-частотной характеристике которых, можно было бы судить о том, в какой среде происходит фильтрация флюида. Применяя различные математические фильтры к спектру шумов в скважине можно разделить интервалы течения непосредственно по матрице коллектора (0.3-1 kHz) и по трещинам (15-30 kHz) (рисунок 3.24-25) [4, 87].



*Рисунок 3.24 Типичное поведение амплитудно-частотного спектра при исследовании скважин методом спектральной шумомерии.*

Для реализации комплекса исследований была привлечена компания «ГГТ Прайм», которая накопила огромный опыт ведения таких работ на многих карбонатных месторождениях по всему миру, а на отечественном рынке является фактически первопроходцем в исследованиях по данной методике.



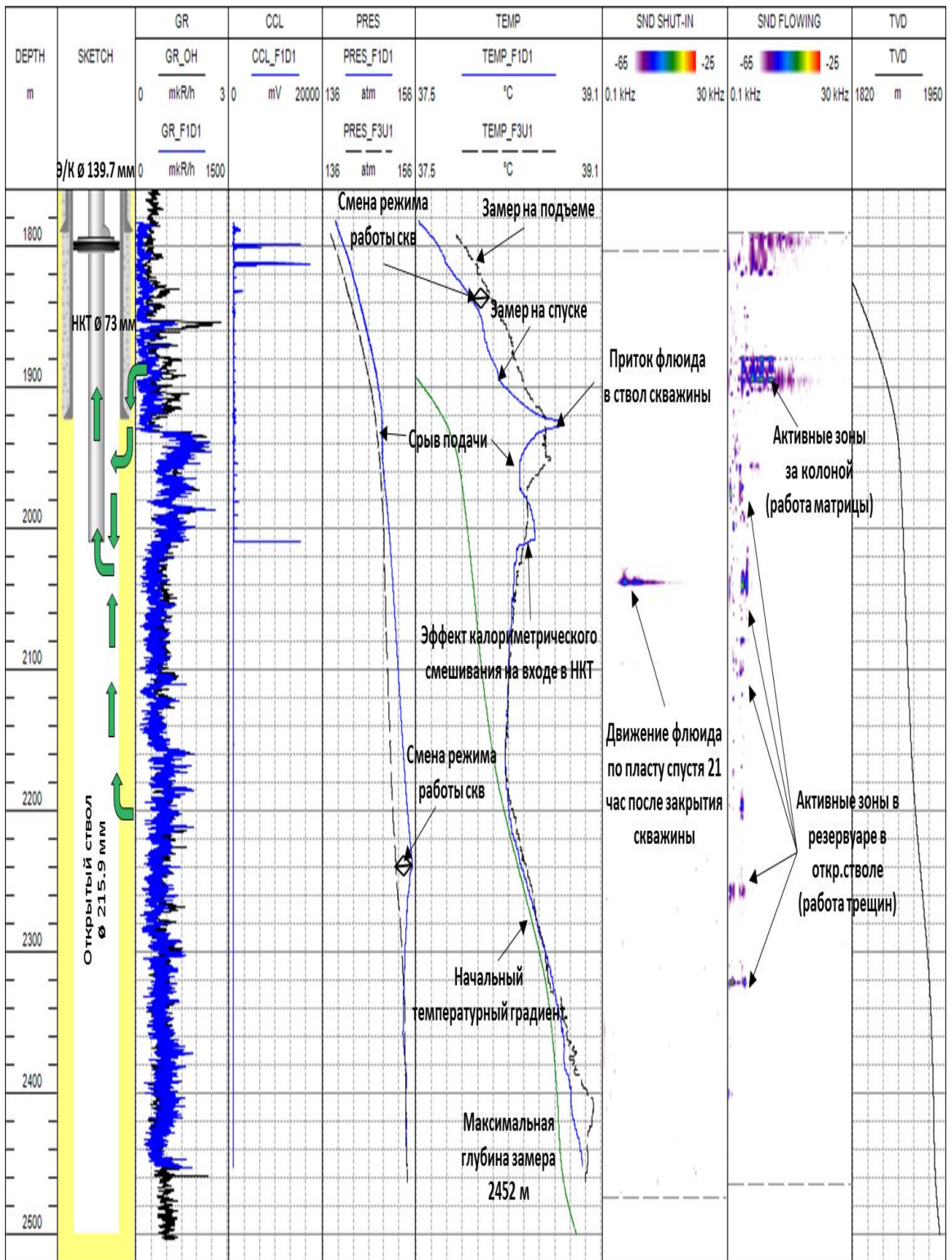


Рисунок 3.25 Геофизический планшет по результатам ПГИ комплексом высокочастотной термометрии и спектральной шумометрии скв \*3-3G НКМ-1.

Получив очередное подтверждение локализации притоков к скважинам в отдельно взятых интервалах, положением которых обусловлено, как было определено по результатам исследования спектральной шумометрией, наличием трещин, стало необходимым обосновать

положение и природу этих трещин. Это необходимо в первую очередь для прогнозирования продуктивности новых скважин.

Для решения данной задачи были привлечены данные сейсмических исследований. Необходимо было сопоставить положение выделяемых по скважинным исследованиям интервалов исследования с положением разломов, определённым по результатам сейсмоки. Дополнительным источником информации могли бы стать пластовые также и имиджеры. Однако охват таковыми исследованиями на месторождении ограничивается лишь единичными замерами, а проведение дополнительных замеров не было запланировано. Также не в пользу метода был тот факт, что его применение не позволило бы прогнозировать распространение трещин на удалении от скважины, и фактически его функция сводилась бы к дублированию результатов комплекса ПГИ за тем исключением, что он не давал бы информации о работе тех или иных выделяемых трещин.

Как было сказано выше, на НГКМ-1 был проведён достаточный комплекс 3д-сейсмических исследований, который позволил выделить большое количество разномасштабных тектонических нарушений по всей площади месторождения.

В рамках работы автор не осуществлял переинтерпретацию сейсмических данных. Были использованы результаты ранее полученной интерпретации, выполненной в соответствующих службах ведущей организации и предоставленных недропользователем.

Как показал анализ, выделенные ранее тектонические нарушения и выделяемые по ПГИ интервалы притока частично соответствуют друг другу (рис. 3.26-3.28).

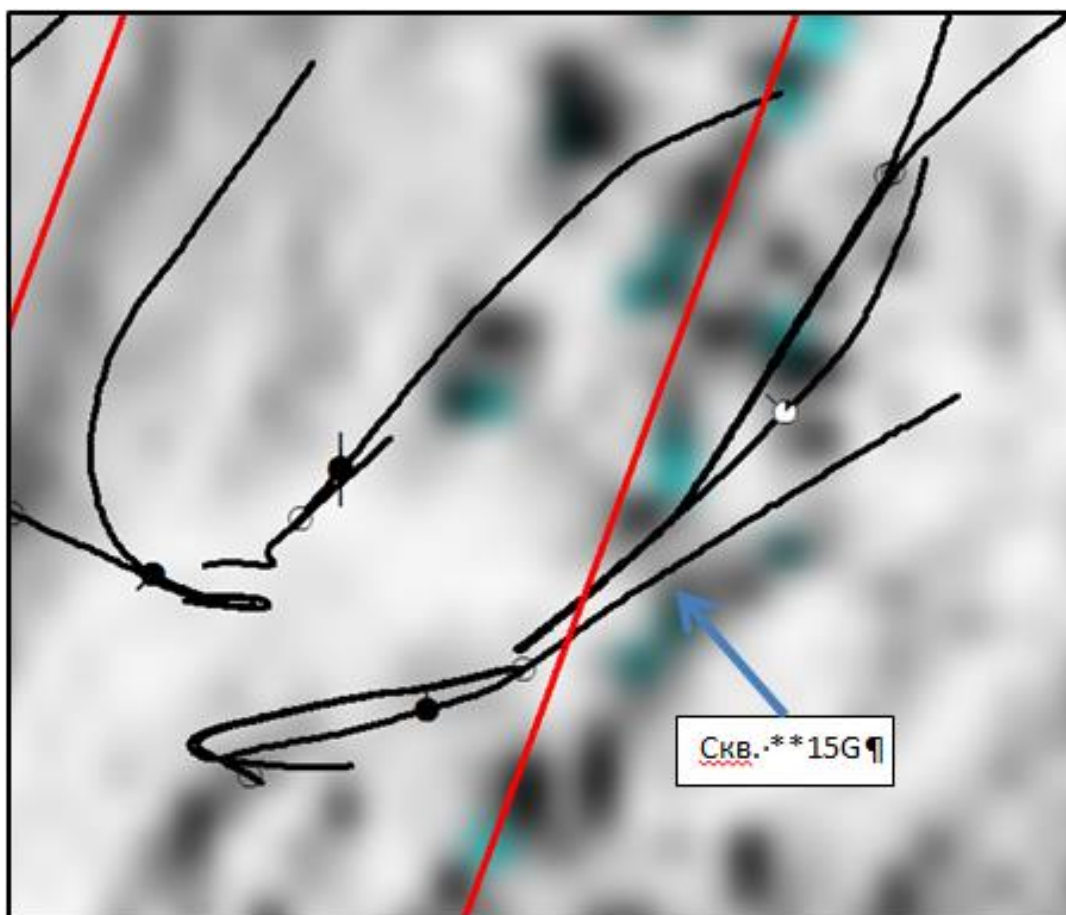


Рисунок 3.26 Фрагмент карты по атрибуту когерентности с нанесенными траекториями стволов скважин (черные линии) и генеральным направлением разлома (красные линии). Черные области на карте – зоны выделяемых сейсмических неоднородностей.

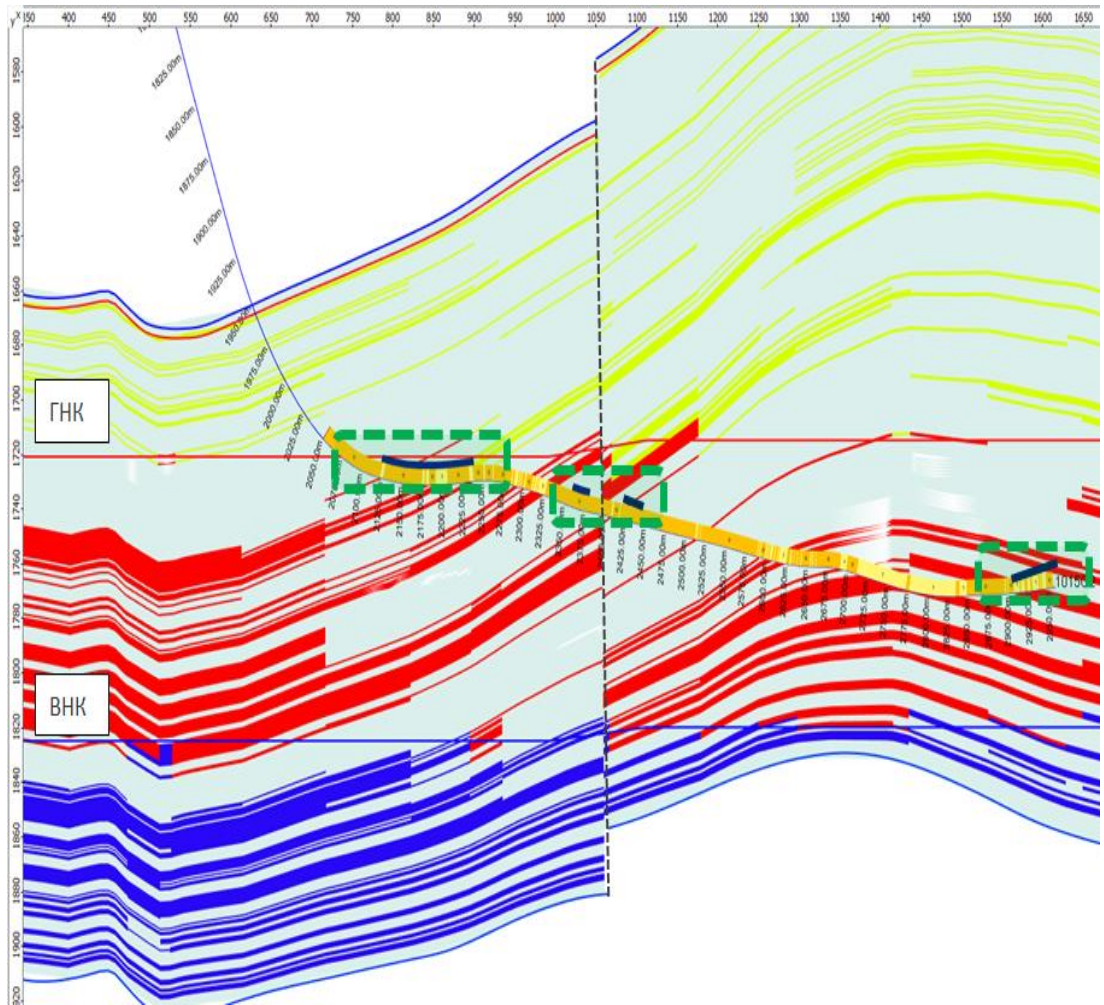


Рисунок 3.27 Траектория ствола скв. \*\*15G на схематическом геологическом разрезе, выполненном по корреляциям РИГИС в соседних скважинах с привлечением данных сейсморазведки. Жёлтым обозначены газонасыщенные интервалы, красным – нефтенасыщенные, синим – водонасыщенные. Пунктирной линией – разлом локализованный по сейсмическим атрибутам. Зелёные прямоугольники – интервалы притока, выделенные по ПГИ. Нижний интервал выделен по косвенным признакам.

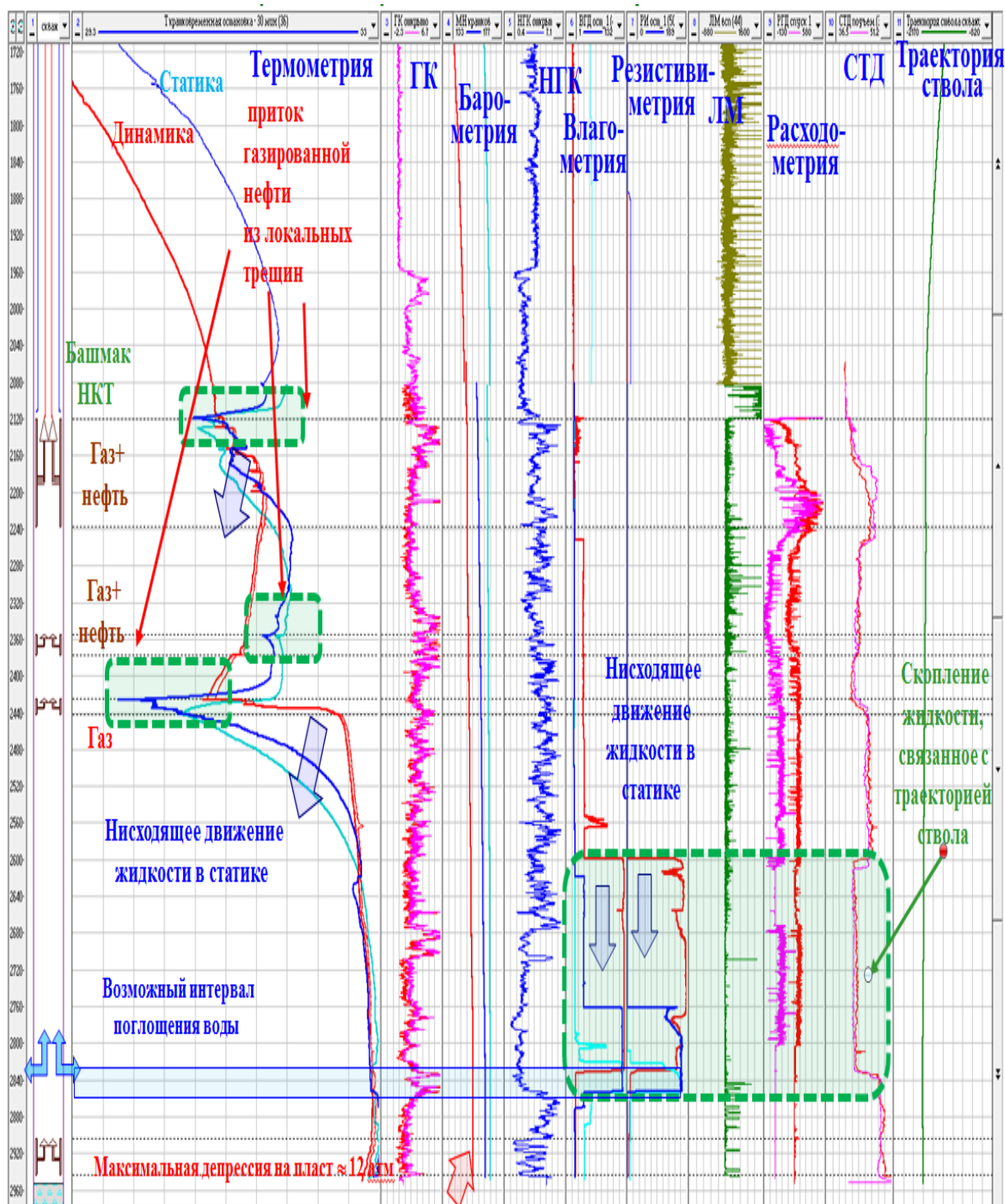


Рисунок 3.28 Геофизический планшет, построенный по результатам ПГИ в скв. \*\*15G. Зелеными прямоугольниками выделены интервалы интенсивного притока газонефтяной смеси. Нижний интервал не имеет выраженной термоаномалии, но по косвенным признакам выделяется на методах состава.

Анализ большинства скважин показал, что, как правило, выделяемые интервалы притока по ПГИ в 50% случаев соответствуют выделяемым тектоническим нарушениям по сейсмическим атрибутам.

В остальных случаях наличие притоков по ПГИ не имело объяснения с точки зрения тектонических нарушений. Обусловлено это может быть как недостаточной разрешающей

способностью сейсмических исследований, либо возникновением данных интервалов уже в процессе разработки под воздействием соляно кислотных обработок (СКО). Разрешить задачу по определению природы всех интервалов притока помогли бы исследования скважинными микроимиджерами. Однако, как неоднократно упоминалось ранее, реализовать в должном масштабе программу исследований данным методом пока не удалось. Также возможным вариант снижения неоднозначности в этом вопросе является проведение ПГИ до и после СКО, однако ввиду повсеместного сокращения бюджета на исследования данный подход также пока не удалось реализовать.

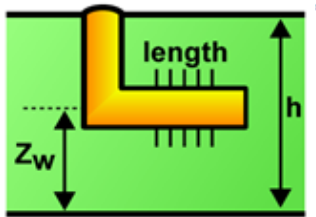
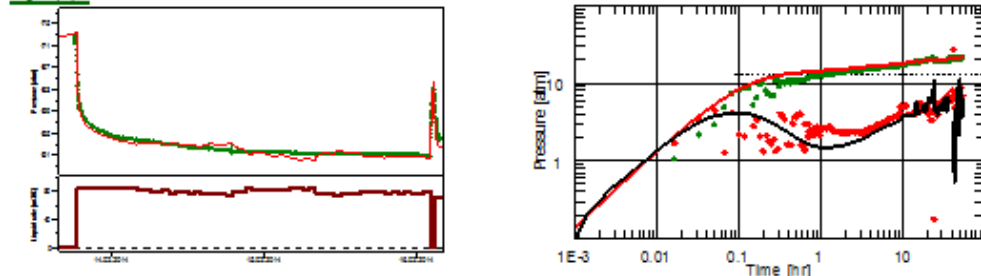
Тем не менее, несмотря на невозможность досконального изучения природы трещиноватых интервалов притока, автору удалось уточнить модель притока к скважинам, изученных с помощью предложенного комплекса исследований. Алгоритм исследовательских работ приведен на рисунке 3.29.

Данный алгоритм позволил уточнить фильтрационную модель притока к горизонтальной части открытого ствола, что позволило адаптировать прогноз работы скважины. Уточнённая модель несла своей целью обосновать работу скважины с помощью непротиворечащих друг другу параметров, имеющих физические значения.

Выполненный анализ позволил по новому взглянуть на разработку месторождения, что повлекло за собой начало разработки новой концепции разработки краевых зон месторождения. Слабым местом алгоритма на данный момент является низкая прогнозная сила. Однако расширение комплекса исследований позволит снять и эту задачу.

Интерпретация ГДИС до проведения ПГИ

**Модель до: горизонтальный ствол в однородной изотропной среде**

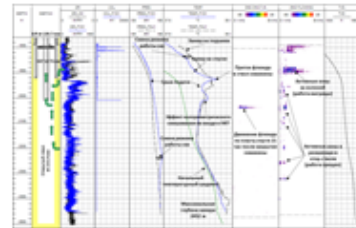
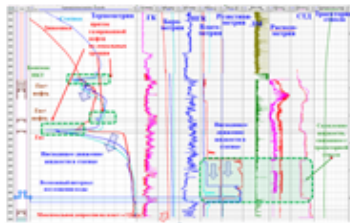


Модель: горизонтальный ствол в однородной изотропной среде

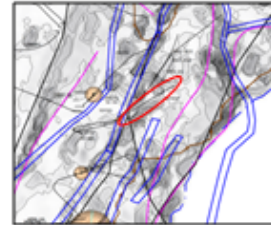
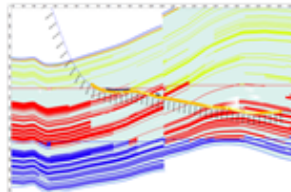
Параметры пласта  
 $K_{пр}=3.4$  мД  
 $Stot=-6.38$   
 $Kz/Kr=1$  (нефизичный параметр)  
 $H_{эфф}=15.8$  м  
 $L_{эфф}=60$  м (противоречит РИГИС)

ПГИ

Шумометрия

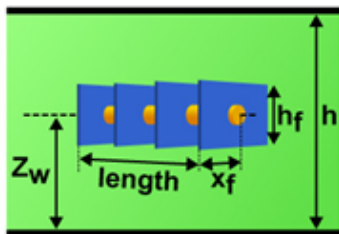


Данные сейсморазведки



Интерпретация ГДИС после ПГИ

**Модель: горизонтальная скважина пересекаемая несколькими трещинами (аналог МсГРП)**



Модель: горизонтальная скважина пересекаемая несколькими трещинами (аналог МсГРП)

Параметры пласта  
 $K_{пр}=3.4$  мД  
 $Nfr=3$   
 $Stot=-6.49$   
 $Sgeo=-6.89$   
 $Kz/Kr=0.15$   
 $H_{эфф}=15.8$  м

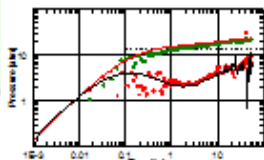


Рисунок 3.29 Алгоритм уточнения модели притока к ГС с открытым столовом по результатам комплексирования разномасштабных исследований.

### 3.6 Выводы

В главе представлен алгоритм комплексирования разномасштабных исследований, позволяющий уточнять модель притока к горизонтальным скважинам в условиях коллектора, осложнённого естественной макротрещиноватостью.

Предложенный алгоритм базируется на совмещении результатов как традиционных методов исследований (ГДИ на неустановившемся притоке, ПГИ), так и достаточно передовых технологий (спектральная шумометрия), не имеющих массового распространения.

Данный снимает ряд неопределённостей, связанных с неоднозначностью интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин, обусловленных сложностью данной модели фильтрации и большим количеством неизвестных параметров таких моделей.

Преимуществом предлагаемого алгоритма является возможность его применения на эксплуатационном фонде и отсутствие необходимости бурения пилотных столов для прогнозирования продуктивности скважин на новых участках месторождения.

Осуществление исследований по авторской программе уже позволило обосновать параметры работы более 15 скважин, а тиражирование полученных результатов на остальной фонд позволяет с достаточной точностью прогнозировать работу отдельных участков месторождения. Однако прогнозная сила методики ограничена недостаточным пониманием природы большого количества интервалов притока, что является предметом последующей изыскательской деятельности.

Дальнейшая доработка предлагаемого алгоритма связана с внедрением передовых технологий исследования скважин, а именно с повсеместным применением пластовых микроимиджеров. Также дополнить существующий комплекс можно повторными замерами до и после соляно-кислотных обработок.

Полученные результаты показывают, что модель фильтрации исследованных из-за незначительности притока к большей части стола фактически гидродинамически подобна случаю вскрытия пласта скважиной с многостадийным ГРП (МГРП). Это делает методику применимой и для случаев, когда разбуривание месторождения ведётся именно таким типом скважин.

Стоит отметить, что предлагаемые алгоритмы показали высокую степень достоверности в связи с достаточно уникальными геолого-технологическими условиями, а именно нефтегазоконденсатным насыщением залежи, газлифтным способом эксплуатации. Это позволило успешно применить достаточно доступный комплекс ПГИ без широкого привлечения специального оборудования.



## **ГЛАВА 4 КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО КОНТРОЛЮ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ МАКРОТРЕЩИНОВАТОСТИ.**

### **4.1 Актуальные задачи контроля разработки в условиях искусственной макротрещиноватости**

С вовлечением в разработку всё более низкопроницаемых коллекторов наблюдается увеличение доли месторождений, разбуриваемых регулярными достаточно плотными рядными сетками скважин [125, 126, 127 и др.]. Это обусловлено в первую очередь необходимостью более полного охвата, как добывающим фондом, так и для более высокой эффективности систем ППД.

Характерной особенностью таких систем разработки является повсеместное применение технологий гидравлического разрыва пласта, либо кислотного гидравлического разрыва пласта в случае карбонатного коллектора. Применение данной технологии позволяет существенно повысить темпы отборов, что, безусловно, приводит к лучшим экономическим показателям разработки, однако и требует усиленного контроля разработки.

Повсеместное применение техногенных трещин для увеличения нефтеотдачи не только увеличило количество задач для методов контроля разработки, но и существенно осложнило получение достоверных результатов при решении традиционных задач гидродинамического и геофизического контроля разработки. Так для определения эффективных работающих толщин в вертикальной скважине после проведенного ГРП необходима уже разработка специализированных программ, так как их истинное расположение будет существенно отличаться от профиля притока к скважине [80].

Одной из наиболее остро проявившихся задач в условиях создания искусственной макротрещиноватости является контроль межскважинного взаимодействия [33, 59, 98 и др.]. Данный факт обусловлен в том числе проведением ГРП на этапе отработки нагнетательных скважин, а также работой системы ППЛ на забойных давлениях существенно превышающих давление разрыва гонной породы. Это приводит к интенсификации взаимодействия добывающих и нагнетательных рядов по направлению развития трещин ГРП (автоГРП). Решение данного вопроса в наше время является насущной проблемой контроля разработки, что объясняет наличие огромного количества работ, в той или иной степени, касающихся взаимовлияния скважин в рядных системах разработки [71, 79, 93 и др.].

Поиск преимущественного направления взаимовлияния скважин, наряду определением профиля притока к скважинам с ГРП, стал основополагающим вектором развития методов контроля разработки с середины 2000-х. И что касается анализа работы вертикальных и наклонно-направленных скважин контроль разработки достиг высокого уровня и теперь

позволяет снимать большинство неопределённостей и более тщательно планировать разработку месторождений. Однако в связи с внедрением в последние годы повсеместного горизонтального бурения, в том числе с применением многостадийного ГРП (МГРП), описанные выше неопределённости возникли вновь.

Стоит отметить, что, несмотря на обилие аналитических решений в области притока к горизонтальной скважине с ГРП [ссылки на spe статьи по притоку в МГРП], методики описания фактической работы таких скважин на данный момент существенно отстают. Реальные показатели работы скважин с МГРП зачастую существенно отличаются от запланированных, а значит, требуются объяснения данных наблюдений методами контроля разработки.

#### **4.2 Определение модели притока к скважинам с многостадийным гидроразрывом.**

В условиях низкопроницаемого коллектора, как было показано в предшествующих главах, основополагающим фактором продуктивности скважины, как вертикальных, так и горизонтальных, являются параметры трещин, задействованных в работе.

В условиях формирования техногенных макротрещин (применение технологий ГРП/кГРП) параметры трещин можно регулировать в широких пределах. Регулирование размеров и проводимости трещин производится по средствам подбора оптимальных объёмов и размерностей проппанта, оптимизации режима закачки в пласт, либо регулирования концентрации кислоты и химических отклонителей в случае кГРП [128].

Таким образом, еще до ввода скважины в эксплуатацию существует возможность оценить будущую продуктивность скважины по интерпретации процесса интенсификации [8, 69]. Однако данные алгоритмы требуют дополнительного подтверждения методами объективного контроля разработки. И если в случае исследования вертикальных (НН) скважин подтвердить или опровергнуть такие параметры как полудлина трещины, либо высота её раскрытия не составляет труда, то при переходе к изучению горизонтальных скважин с МГРП эта задача становится неразрешимой путём существующих методик.

Таким образом, для описания работы скважин с МГРП необходима разработка нового комплекса исследовательских работ, который бы учитывал в первую очередь количество работающих трещин. Однако выполнять контроль работы таких скважин крайне сложно, что в первую очередь связано с существенным ростом неизвестных параметров в системах скважина-пласт, при разбуривании МГРП-скважинами (рисунок 4.1).

## Вертикальные скважины

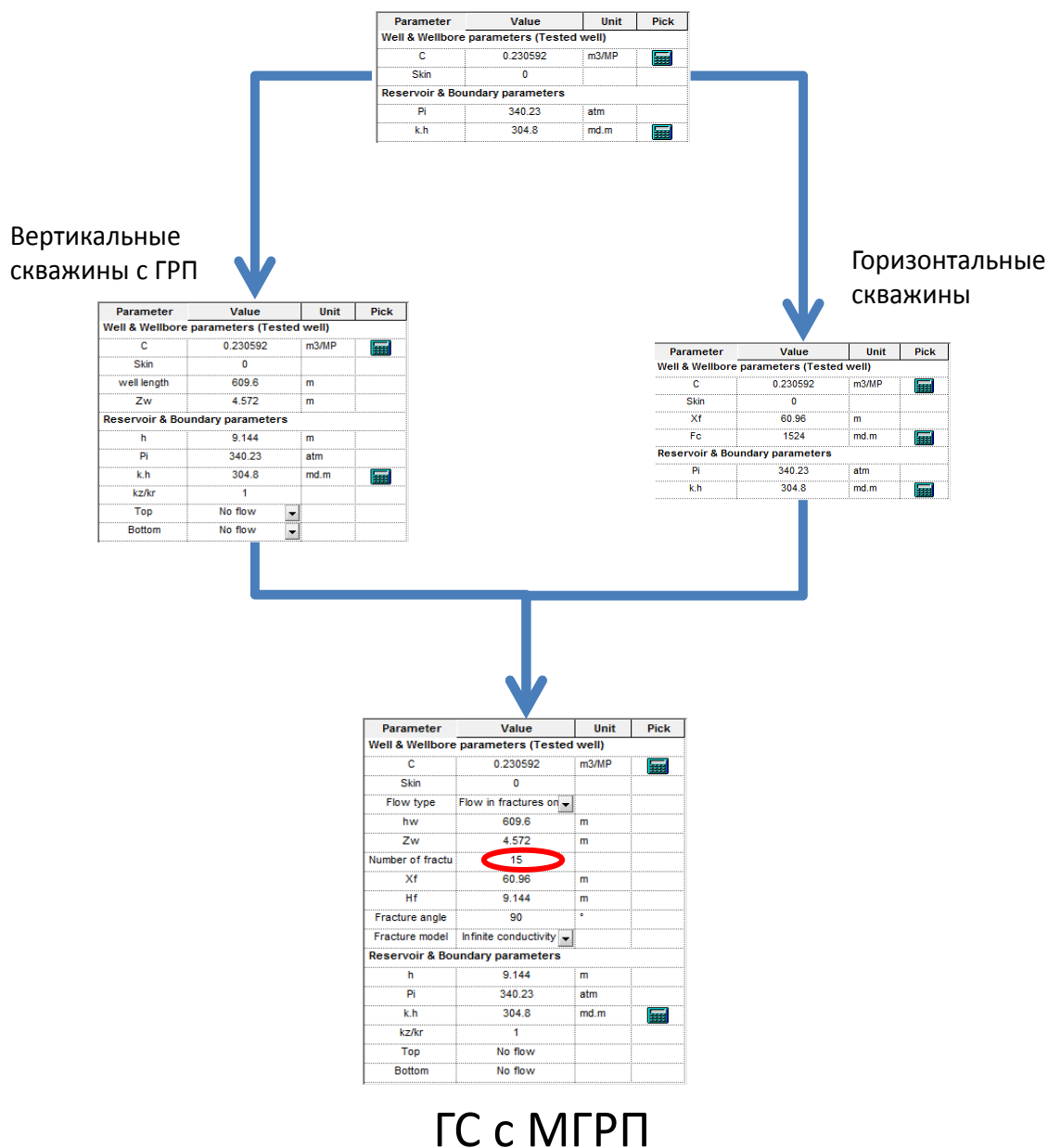


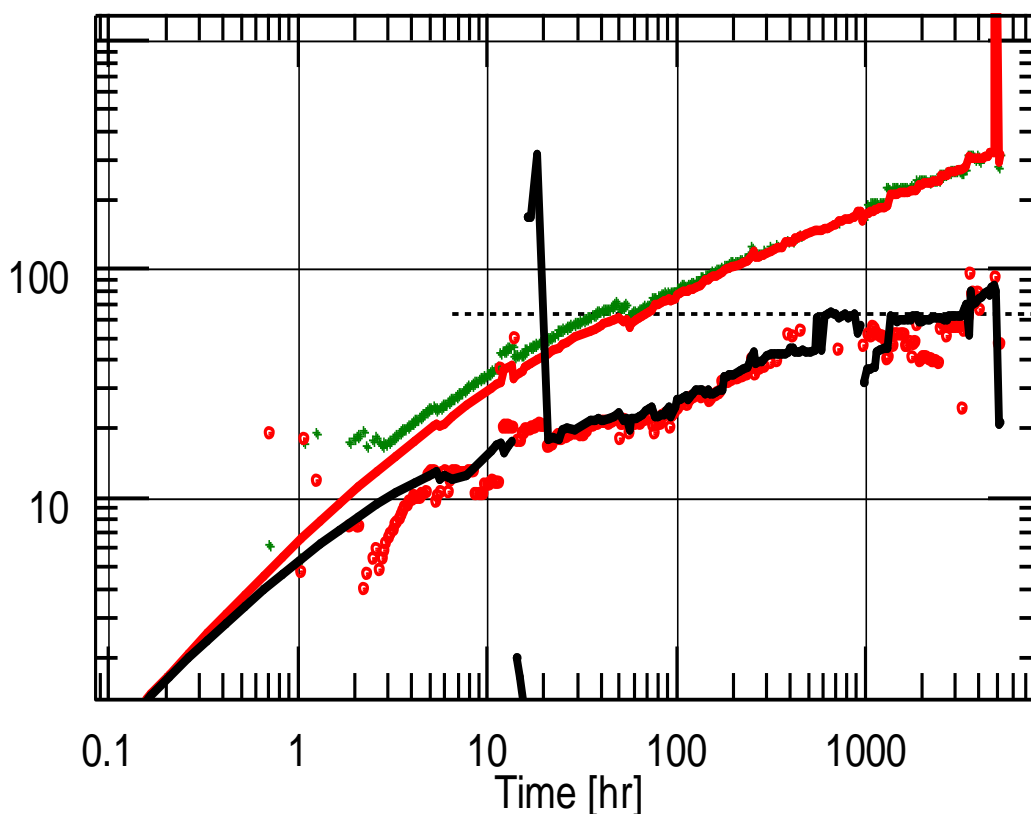
Рисунок 4.1 Сравнительные таблицы с количеством факторов, влияющих на работу скважин от различных типов (ВС – вертикальная скважина, ГС – горизонтальная скважина).

Например, чтобы на основе традиционных ГДИС определить проницаемость пласта, скин-фактор скважины и оценить полудлину трещин ГРП, требуется КВД длительностью несколько тысяч часов, что невозможно организовать в условиях действующего промысла. Таким образом, традиционные методы гидродинамического контроля разработки в условиях разбуривания скважинами с МГРП не позволяют определять даже такие основополагающие параметры систем скважина-пласт как гидропроводность и интегральный скин-фактор. И если последний является характеристикой отдельной скважины, то неопределённость в

гидропроводности может существенным образом повлиять на перспективы разработки того или иного участка месторождения, и потому должна быть определена как можно более точно.

В данной ситуации единственным выходом для определения основополагающих параметров системы скважина-пласт выступают стационарные скважинные информационно-измерительные системы (СИИС), позволяющие отслеживать параметры скважины на протяжении всего периода работы скважины [7, 62, 70].

Благодаря СИИС кривые стабилизации давления регистрируются непосредственно во время работы скважин, что позволяет продлить исследование до времен, позволяющих достоверно диагностировать информативнее режимы течения (рисунок 4.2).

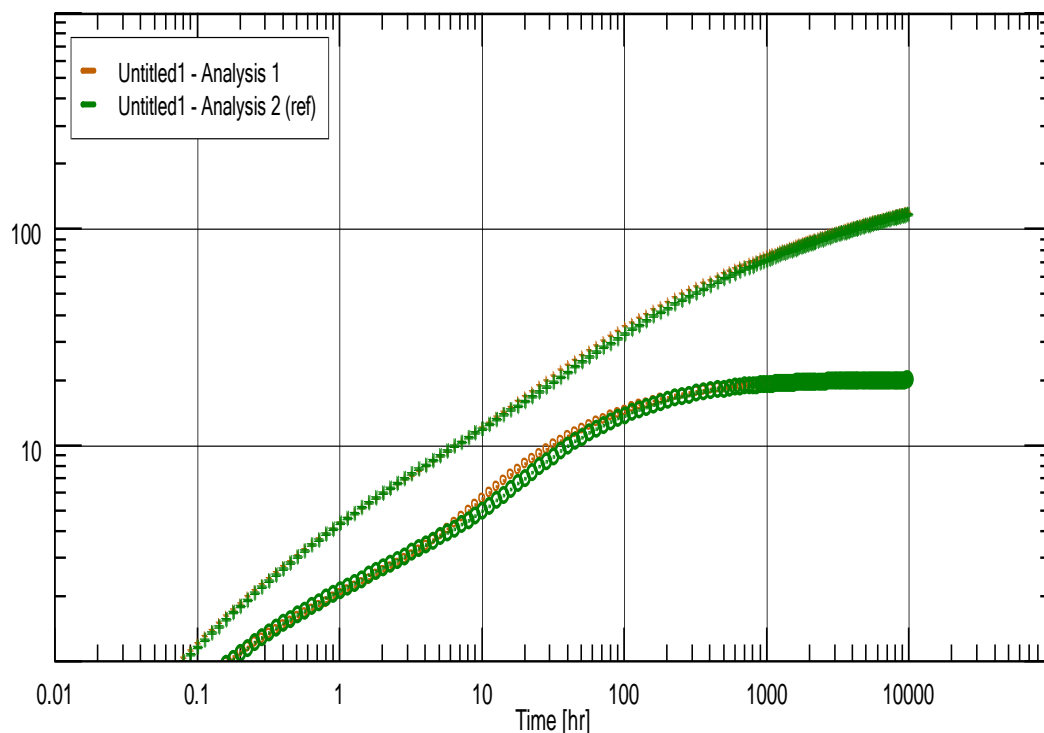


*Рисунок 4.2 Log-log график производной давления, длительностью более 3000 часов. Пунктирная линия – положение псевдорадиального режима течения, характеризующего гидропроводность системы скважина-пласт и интегральный скин-фактор.*

Благодаря данной технологии мы имеем инструмент, позволяющий достоверно оценить такие немаловажные параметры системы скважина-пласт, как гидропроводность и интегральный скин-фактор, которые и определяют работу скважин в долгосрочной перспективе на псевдоустановившемся (PSS) и установившемся режиме (SS).

Однако столь очевидный и хорошо зарекомендовавший способ контроля разработки месторождений в части определения гидропроводности и скина, как длительный гидродинамический мониторинг, к сожалению, не является решением поставленной задачи по

определению количества работающих портов ГРП, так как данный параметр не является интерпретационным для гидродинамических методов исследования скважин. Как следует из фильтрационных экспериментов по изменению дебита и давления во времени можно определить площадь всех трещин, но не количество работающих трещин как таковое. То есть, варьируя полудлиной и количеством работающих трещин, мы можем получить фактически идентичное поведение производной давления при различных сочетаниях для фиксированного расстояния между первой и последней трещиной (рисунок 4.3).



*Рисунок 4.3 Log-log график поведения производной давления в случае 3-х (зеленые кривые,  $X_f=42\text{м}$ ) и 4-х (коричневые кривые,  $X_f=30\text{м}$ ) трещин ГРП при фиксированной длине ствола.*

С учетом выводов, полученных в предыдущей главе, данная неопределённость является крайне существенной при снижении проницаемости до значений 1 мД и менее, а именно для таких случаев и характерно применение горизонтального бурения с МГРП.

Однако с накоплением опыта интерпретации гидродинамических исследований скважинах с МГРП (более 100 интерпретаций в более чем 50 скважинах) автором были диагностированы некоторые особенности в поведении производной давления. А именно, помимо выраженного на поздних временах исследования радиального режима течения зачастую выделялся такой же режим и на более ранних временах, характерных для псевдорadiaльного режима течения в обыкновенных вертикальных скважинах с ГРП.

В результате автором было высказано предположение, что в имеющихся геолого-технологических условиях, возникает два участка псевдорadiaльной фильтрации – ранний и

поздний. Ранний соответствует притоку отдельно к каждой трещине, поздний непосредственно характеризует приток ко всей длине горизонтального ствола ко всем трещинам. Было сделано предположение, что данный факт обусловлен совокупностью следующих факторов:

- низкой проницаемостью (1 мД и менее);
- закачиванием скважин глухой компоновкой хвостовика (то есть приток к скважине происходит лишь через локализованные циркуляционные клапана ГРП);
- небольшой полудлиной трещин (расстояние между циркуляционными клапанами меньше полудлины трещины по дизайну ГРП).

Для проверки этого предположения выполнена серия расчетов на однослойной секторной модели в ПО Tempest компании Roxar (Emerson). Особенности распространения поля давления при пуске скважины в работу в данных условиях приведены на рисунок 4.4.

Проведенные сеансы моделирования показывают, что вне зависимости от ориентации трещин относительно ствола скважины в имеющихся геолого-технологических условиях действительно формируются два периода радиальной фильтрации, характеризующие сначала приток к каждой из трещин, а затем ко всей длине горизонтального ствола.

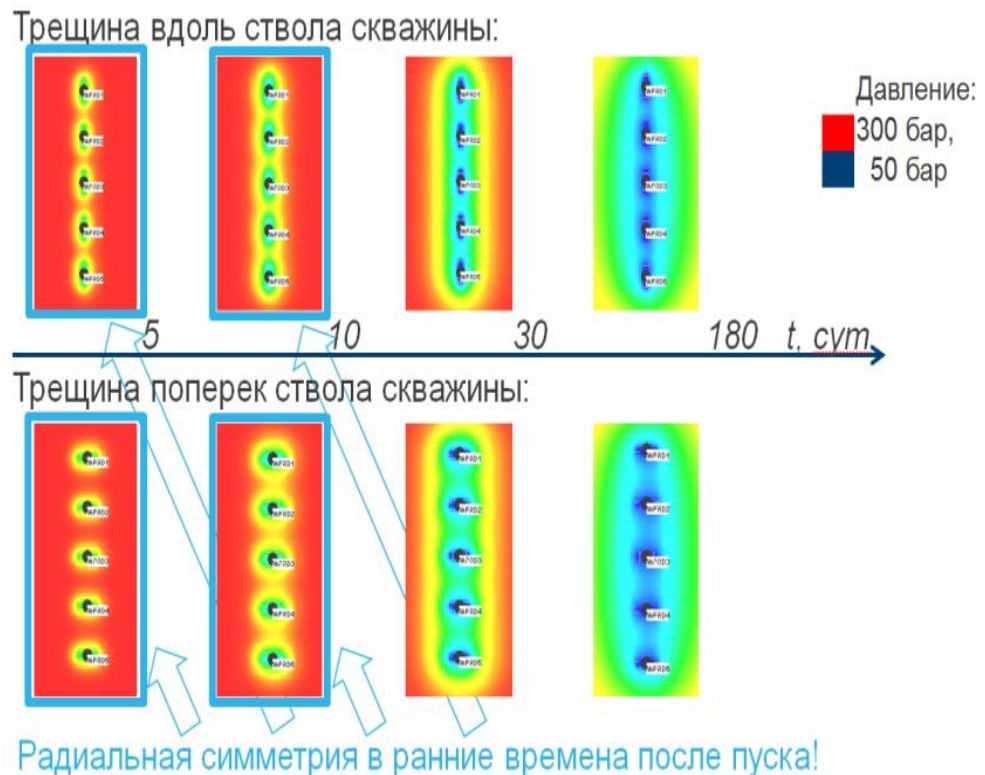


Рисунок 4.4 Результаты моделирования работы ГС с МГРП, поле давления. Градация цвета характеризует изменение поля давления от максимального (теплые тона) до минимального (холодные тона) значения.

Данный факт открыл новые перспективы информативности длительного гидродинамического мониторинга. Теперь стало возможна интерпретация не только позднего, но и раннего псевдорadiaльного режима течения.

Как показала интерпретация модельных кривых, при использовании для расчета проницаемости положения раннего псевдорadiaльного режима фильтрации её значение было в  $N$  раз больше истинной проницаемости пласта, где  $N$  – количество работающих трещин ГРП. Получаемая же полудлина трещин ГРП в данном случае была пропорциональна  $\sqrt{N}$ .

На основе вышеизложенных зависимостей был разработан алгоритм по определению количества работающих ГРП, который включает в себя сопоставление проницаемостей (гидропроводностей), полученных по раннему и позднему радиальному режиму фильтрации (рисунок 4.5).

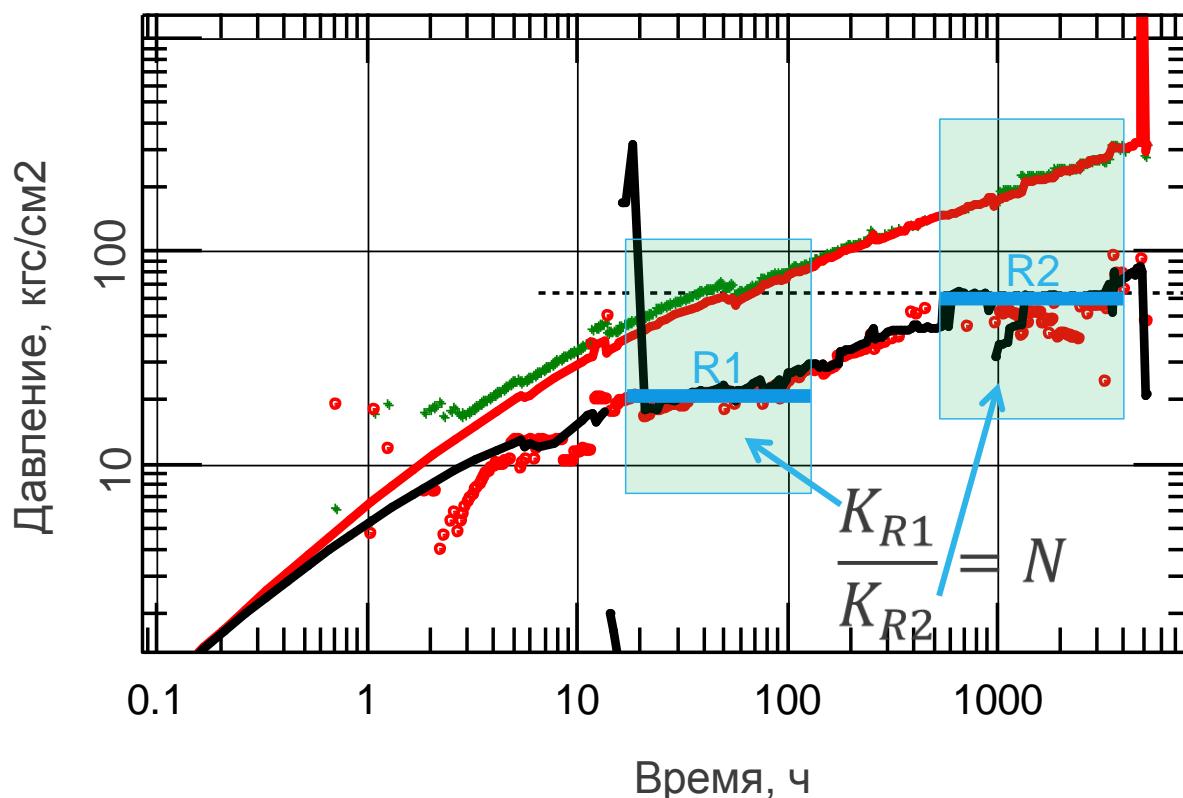


Рисунок 4.5 Получение количества работающих трещин, исходя из положения раннего и позднего псевдорadiaльного режима течения.

Выполненный анализ чувствительности показывает, что такой подход осуществим лишь при соблюдении озвученных ранее геолого-технологических условий, а также с учетом вскрытия трещиной ГРП всего продуктивного горизонта по высоте, что в полной мере соответствует практике осуществления таких операций в отечественной практике.

Истинность данного подхода до определённого периода времени была подтверждена лишь теоретическими предположениями и результатами моделирования в численных

симуляторах. Безусловно, для подтверждения применимости данной методики необходимо было проведение дополнительных исследований.

Так, по продолженной методике было выполнено совмещение фактических и расчётных данных по модели ГС с МГРП по более чем тридцати скважинам одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Некоторые примеры данных замеров представлены на рисунках 4.6-4.11.

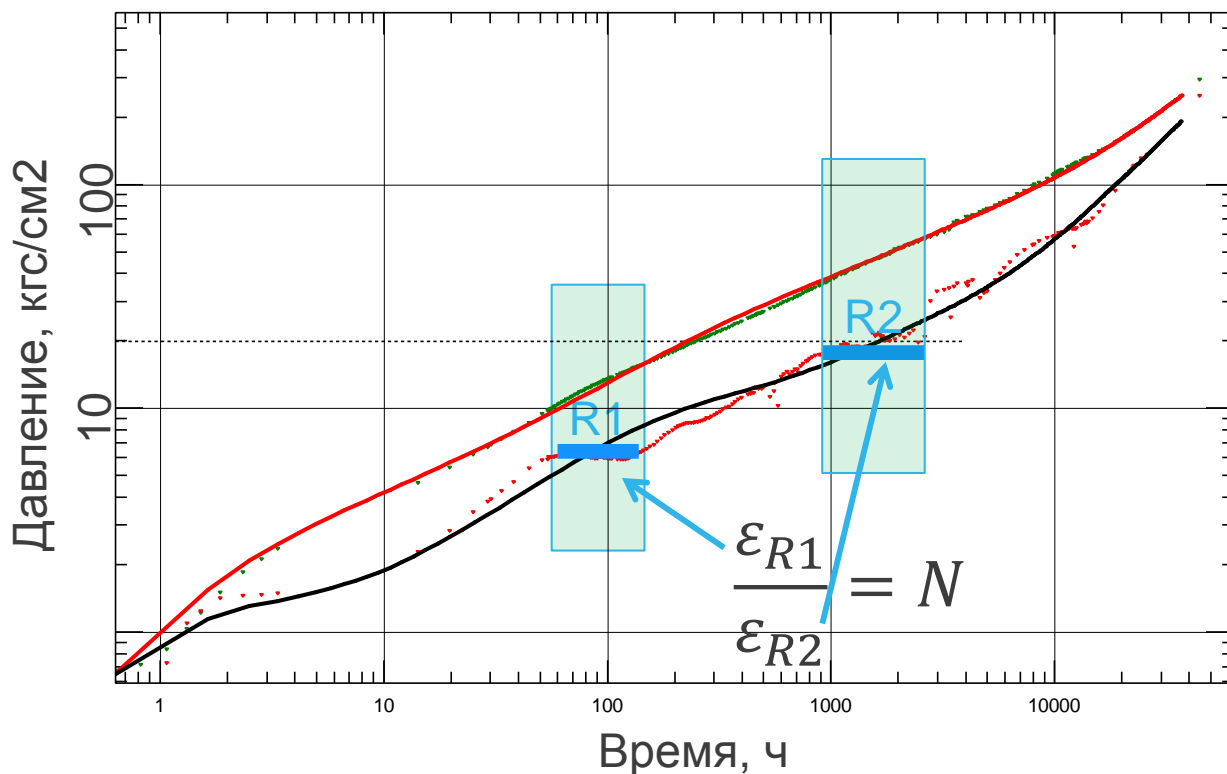


Рисунок 4.6 Совмещение фактических и расчётных параметров приращения давления и производной давления по скв. \*88G в билогарифмических координатах, полученное по авторской методике.



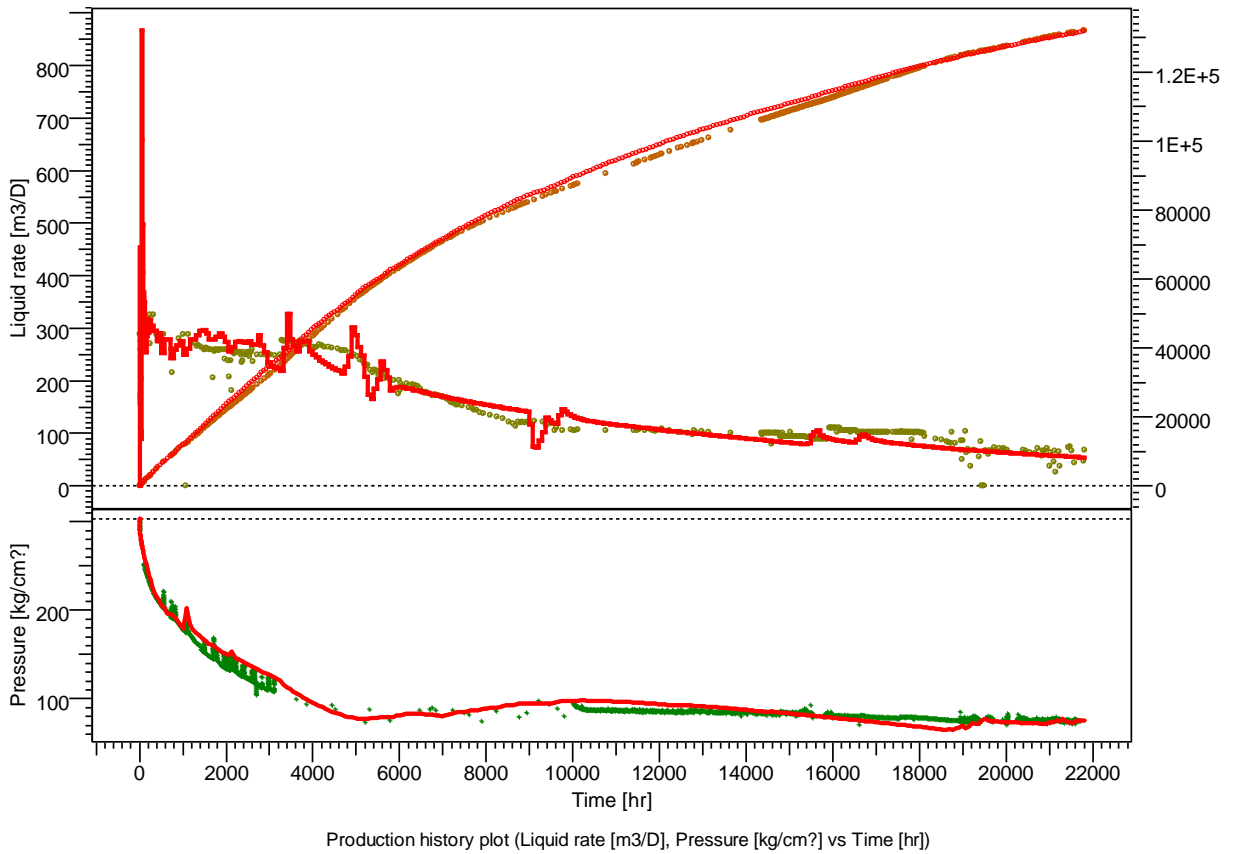


Рисунок 4.7 Совмещение фактических и расчётных параметров дебита, накопленной добычи и давления по скв. \*88G, полученное по авторской методике.

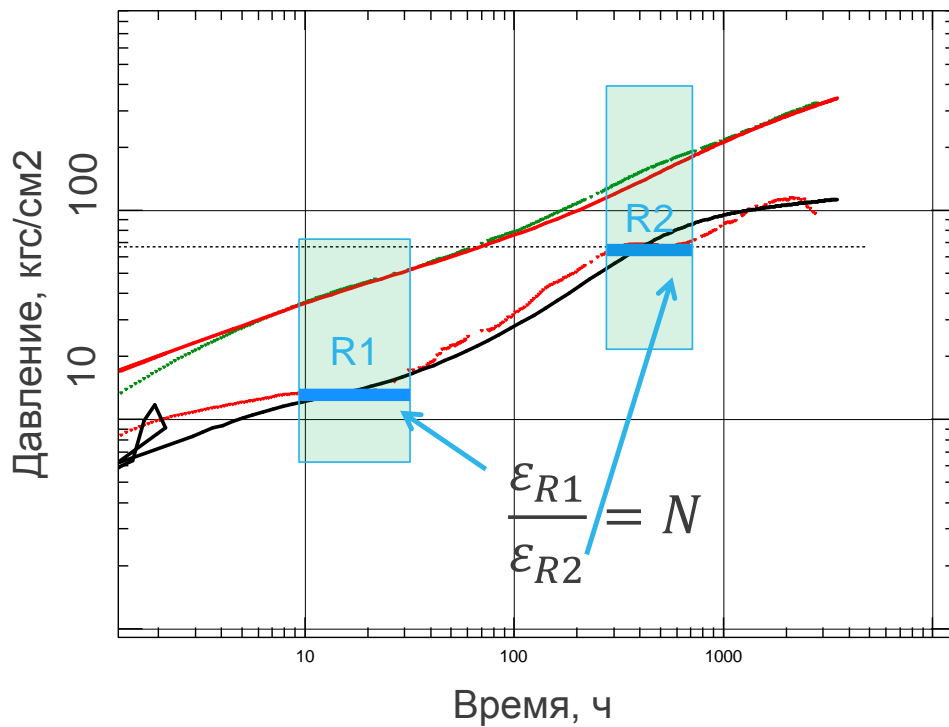


Рисунок 4.8 Совмещение фактических и расчётных параметров приращения давления и производной давления по скв. \*30G в билогарифмических координатах, полученное по авторской методике.

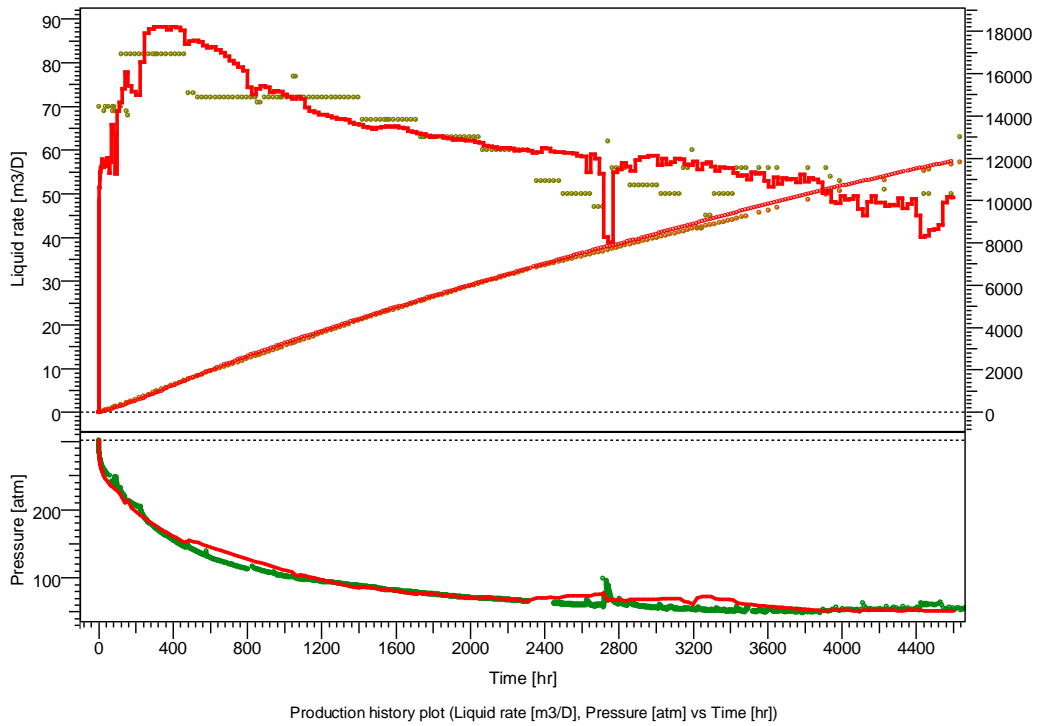


Рисунок 4.9 Совмещение фактических и расчётных параметров дебита, накопленной добычи и давления по скв. \*30G, полученное по авторской методике.

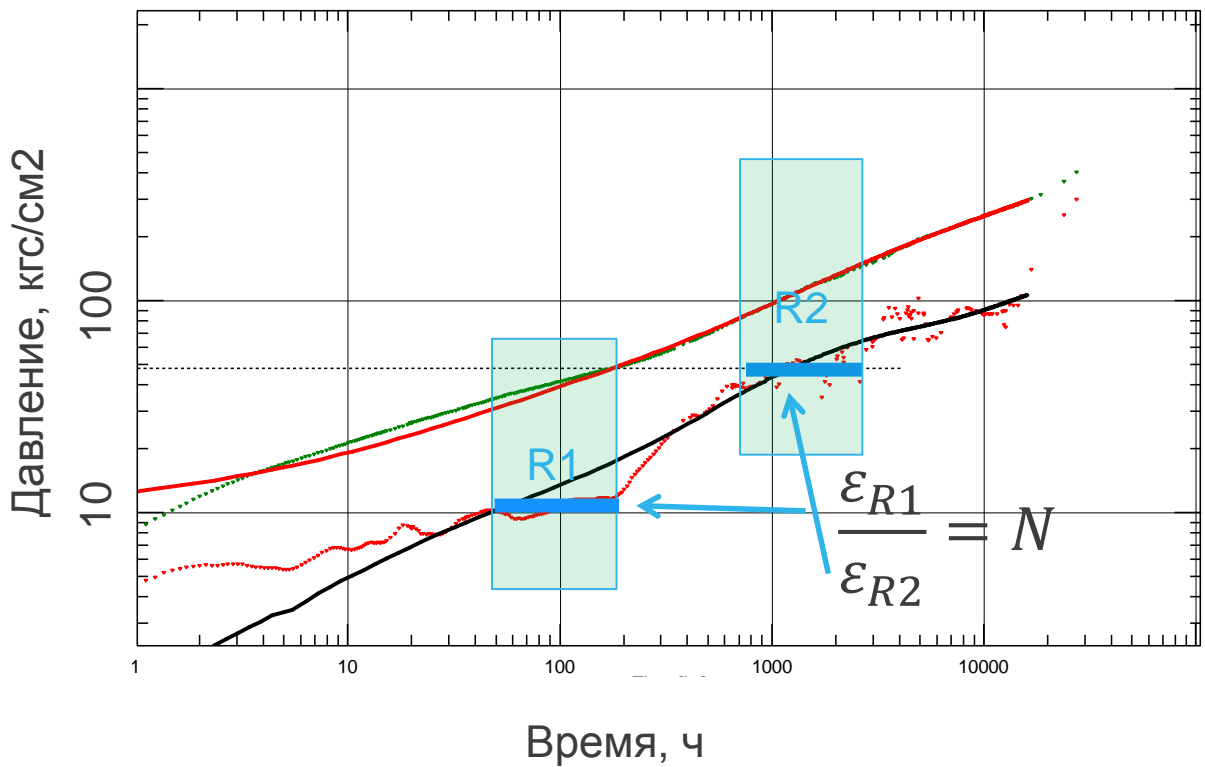


Рисунок 4.10 Совмещение фактических и расчётных параметров приращения давления и производной давления по скв. \*61G в билогарифмических координатах, полученное по авторской методике.

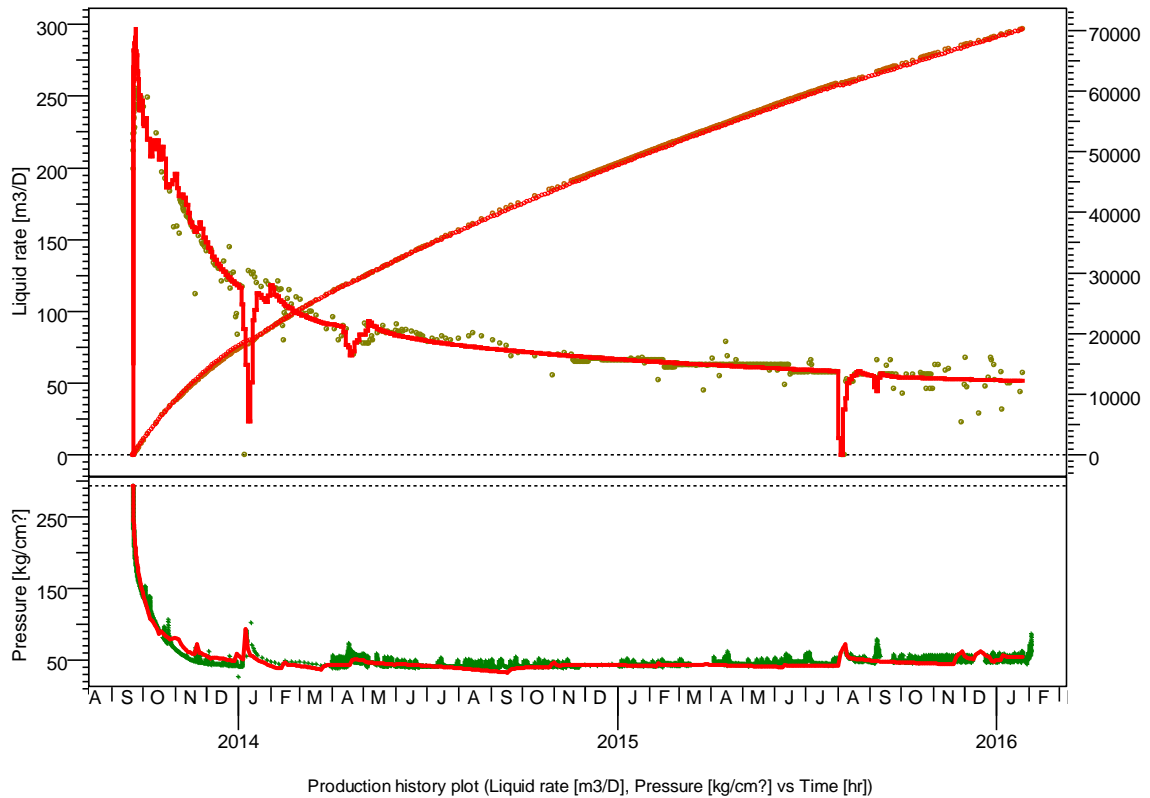


Рисунок 4.11 Совмещение фактических и расчётных параметров дебита, накопленной добычи и давления по скв. \*61G, полученное по авторской методике.

### 4.3 Определение модели притока к ГС с МГРП по средствам различных геофизических методов.

Описанный в предшествующем разделе способ определения модели притока к горизонтальной скважине хорошо зарекомендовал себя на месторождениях Компании «Газпром нефть». Данный подход позволил обосновать темпы падения многих скважин, с различной долей успешных стадий ГРП. Но стоит понимать, что, так как количество работающих трещин ГРП не является интерпретационным параметром гидродинамических исследований, то данная методика требует дальнейшего обоснования и подтверждения другими геофизическими методами.

Наиболее очевидным и доступным методом по определению количества работающих трещин ГРП видится проведение исследований по определению профиля притока. Однако проведение таких исследований в скважинах с МГРП во многом затруднено за счет особенностей, применяемый при сооружении таких скважин. Фактически, если бы проведение исследований в МГРП скважинах не имело целого ряда технологических ограничений, автору не пришлось бы разрабатывать специализированные методики по интерпретации ГДИ, описанные в предыдущем разделе главы.

Основные трудности при реализации ПГИ в скважинах с МГРП, помимо очевидных ограничений по удельному дебиту из-за низкой проницаемости, связано с технологическими ограничениями по доставке прибора на забой таких скважина, а также способ вызова притока.

Наиболее труднопреодолимые ограничения при использовании стандартного комплекса ПГИ представлены следующим списком:

1) Геологические:

- a) Низкий удельный дебит: при суммарном дебите по некоторым МГРП скважинам в диапазоне 30-40 м<sup>3</sup>/сут дебит на стадию не превышает 5-8м<sup>3</sup>/сут, что находится на пределе чувствительности стандартных механических расходомеров.
- b) параметры пласта, подразумевающие механизированную добычу: низкие ФЕС и Рпл, требующие работы скважины лишь с применением ЭЦН, либо других способов механизированной добычи, что ограничивает возможность доставки прибора на забой скважин

2) Технологические

- a) применение технологий МГРП с шарами: данная технология является наиболее распространенной в отечественной практике и подразумевает нахождение в горизонтальной части ствола специальных сёдел, что ограничивает возможность доставки прибора на забой
- b) отсутствие повсеместного внедрения оборудования типа Y-tool, позволяющего работать на технологической депрессии при исследовании скважин с ЭЦН;
- c) ограниченный во многих регионах выбор способа доставки прибора на забой скважины.

Описанные выше ограничения препятствуют проведению промыслово-геофизических исследований скважин, что требуют специальной подготовки для их проведения. В частности, как показывает практика, разбуривание сёдел ГРП для обеспечения прохода прибора скважин на забой скважины требует до 2-3 недель работы бригады капитального ремонта скважин (КРС), что не только влечёт за собой прямые расходы на оплату этих работ, но и увеличивает простой скважины, что нецелесообразно с экономической точки зрения.

Тем не менее, при должном планировании и оценке рисков, например, при разбуривании вышеозначенных сёдел ГРП еще на этапе сооружения скважины, а также заблаговременное оснащение скважин механизированного фонда компоновками Y-tool, проведение ПГИ в скважинах МГРП возможно. Однако ввиду остальных технологических и геологических рисков

данный тип исследования по-прежнему является скорее исключением в отечественной практике, нежели, устоявшейся процедурой.

В частности, в Компании «Газпромнефть» можно рассмотреть лишь единичный случай успешного проведения ПГИ в скважине механизированного фонда (ЭЦН), пробуренной по технологии МГРП с шарами (рисунок 4.12).

Данное исследование было реализовано с помощью аппаратного комплекса FSI компании Schlumberger. Результаты исследования показали соответствие количества работающих трещин ГРП определенному по методике интерпретации ГДИ, описанной в предыдущем разделе данной главы.

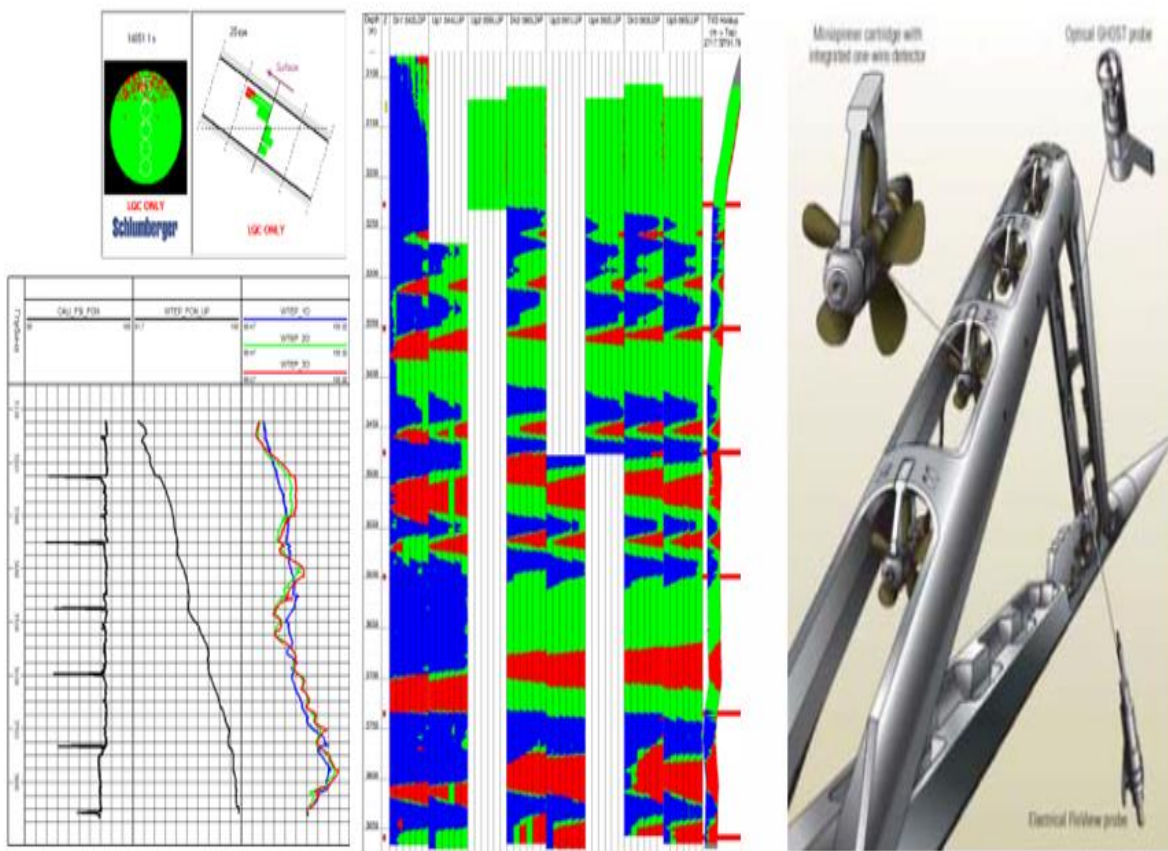


Рисунок 4.12. Результаты ПГИ в одной из скважин Компании «Газпромнефть» с помощью аппаратуры компании Schlumberger.

К сожалению, методика интерпретации компании Schlumberger является объектом авторского права и не может быть описана в рамках данной работы, однако данный опыт показывает принципиальную возможность использования предлагаемой авторской методики, так как результаты интерпретации получены независимо друг от друга.

Также одним из немаловажных аспектов проведения упомянутого исследования является тот факт, что, несмотря на привлечение к его реализации передовой зарубежной сервисной компании, успешность исследования до последнего оставалась под вопросом из-за

технологических трудностей, возникших уже в процессе его реализации. Процесс определения профиля притока был осложнен негерметичностью байпасной системы типа Y-tool, что не позволяло выйти на технологическую депрессию в процессе отработки, а значит, не было возможности достоверно определить профиль притока. Успешность исследования обеспечило лишь непосредственное участие в процессе исследования специалиста ООО «Газпром нефть НТЦ» Кричевского Владимира Марковича, рекомендовавшего осуществить также запись в процессе закачки в пласт, за что автора выражает искреннюю благодарность и признательность. Данные корректировки в процесс исследования позволили получить достоверные результаты по профилю притока (поглощения) к скважине и подтвердить применимость методики автора на практике.

Еще одним способом подтверждения количества работающих трещин ГРП является проведение микросейсмических исследований.

Преимуществом данного метода исследований является не только определение количества созданных трещин ГРП, но и оценка направления их развития.

Проведенный на одной из скважин НМ-2 комплекс исследований показал развитие 7 трещин ГРП [73], что подтверждает выводы сделанные по авторской методике о работе 6-7 трещин ГРП (рисунки 4.13-4.15). В обозначенной работе отмечается важность данного передового опыта для отечественного рынка сервисных услуг.

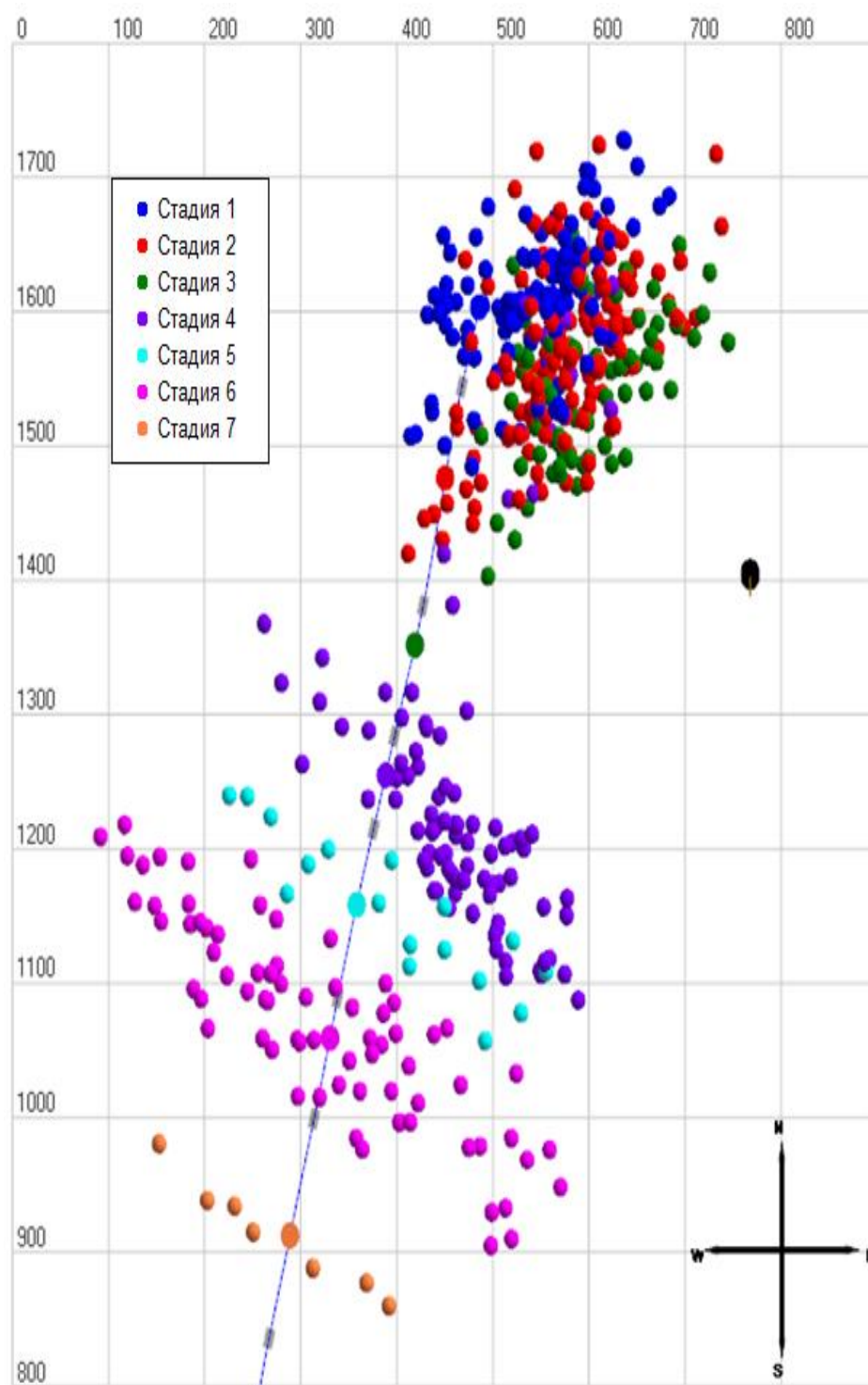
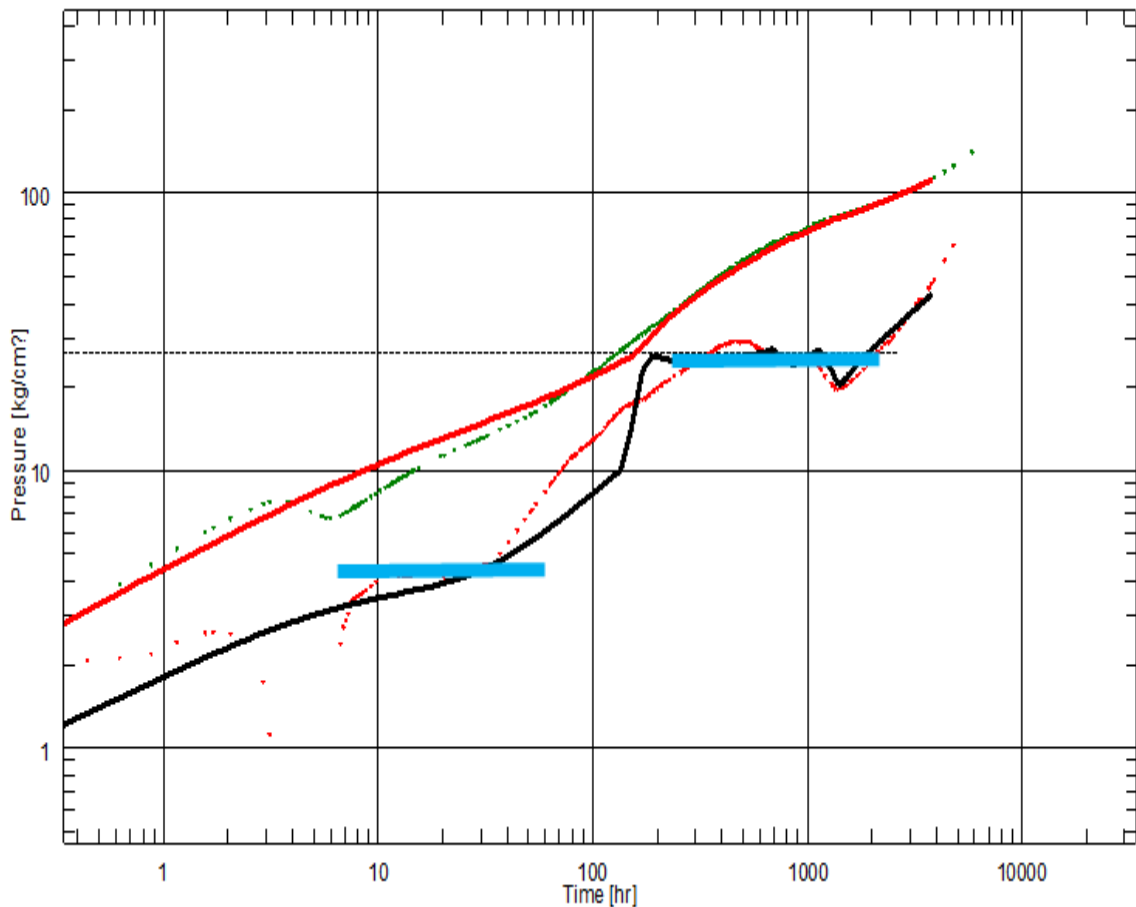


Рис.4.13. Результаты микросейсмических исследований в одной из скважин НМ-2 [73].

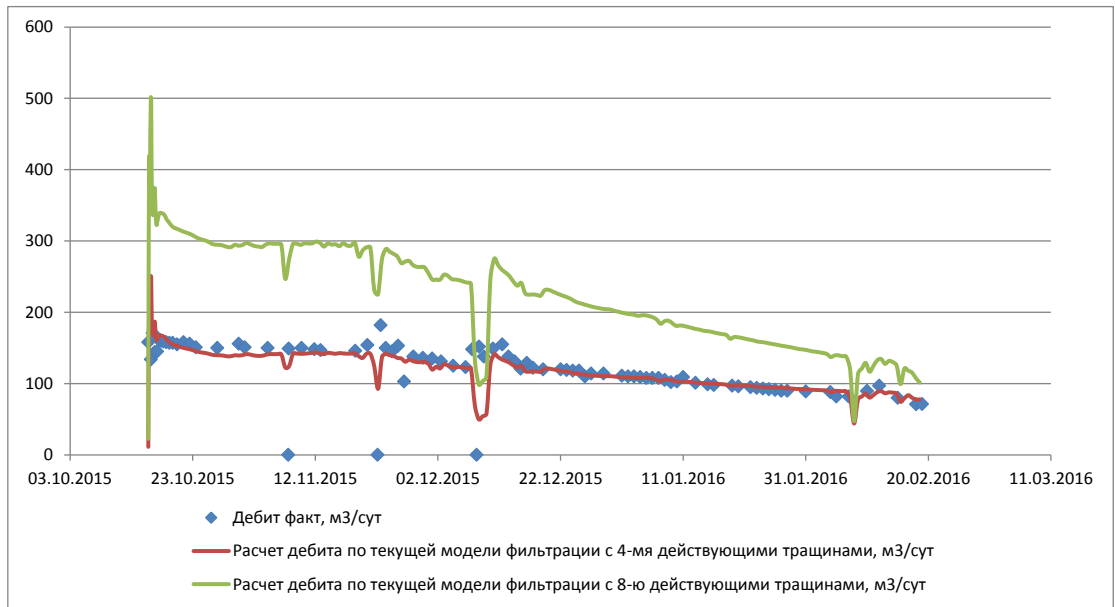


*Рисунок 4.14. Результаты длительного гидродинамического мониторинга, выполненного по авторской методике. Голубыми горизонтальными линиями положения раннего и позднего радиального режима течения. Полученные значения проницаемости соответственно  $\sim 10$  мД и  $\sim 1.6$  мД (соотношение  $\sim 6.3$ )*

Автором диссертационной работы совместно с авторами обозначенной статьи и недропользователем планируется осуществление на данной скважине промыслово-геофизических исследований скважин для окончательного подтверждения фактической работы трещин ГРП. Данные исследования позволят безоговорочно подтвердить применимость авторской методики для определения фактического количества работающих трещин ГРП в горизонтальных скважинах.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой результативности предложенной автором методики интерпретации длительных гидродинамических исследований, которые при благоприятных условиях, а именно при надёжном выявлении раннего и позднего псевдоразлиных режимов, позволяют определять количество работающих портов ГРП. К настоящему времени методика реализована более чем в 30 скважинах (рис.4.9), достоверность результатов в двух из них подтверждена независимыми методами (ПГИ или микросейсмика), в остальных случаях - совпадением прогнозных и фактических показателей работы в дальнейшем.





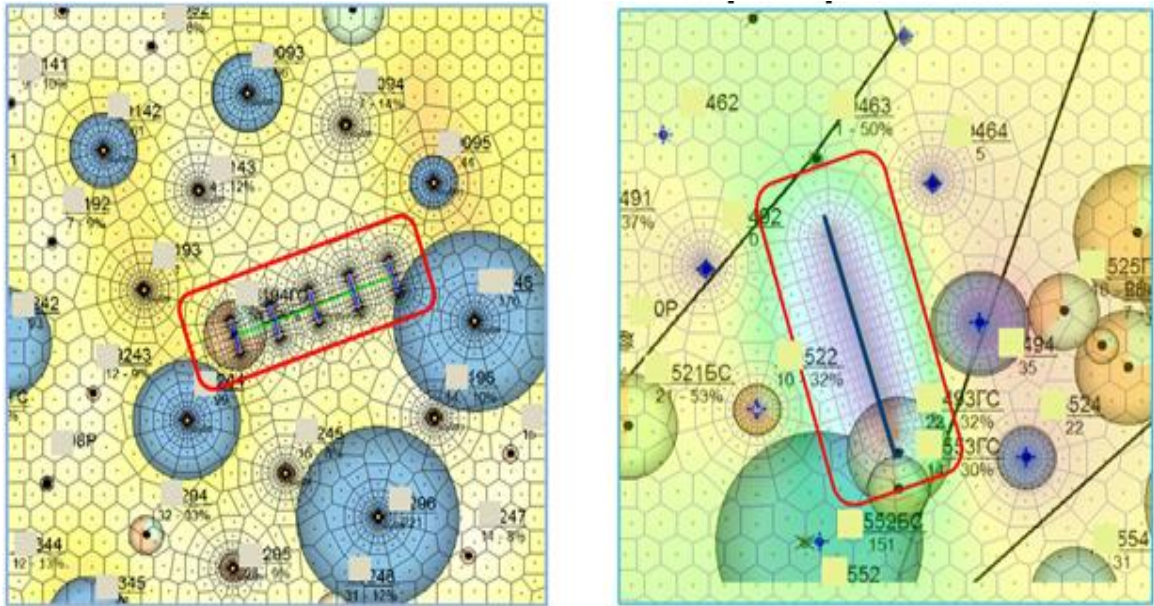
*Рисунок 4.15. Сопоставление дебита по модели скважины с 8 трещинами (проект) и модели с 6 трещинами с фактическим дебитом одной из добывающих скважин*

На основе анализа выполненных экспериментов автором подготовлен раздел регламента по технологии проведения исследований скважин и интерпретации полученных результатов.

Применение данной методики ограничено случаем, когда в принципе возможен выход на поздний псевдорadiaльный режим фильтрации, на что накладывает ограничение не только величина проницаемости, но и положение соседних скважин.

Процесс определения параметров системы скважина-пласт, описанный выше хорошо зарекомендовала себя в случаях, когда исследуемая скважина находится на значительном удалении от окружающих скважин. Под значительным удалением подразумевается такое расстояние между скважинами, которое позволяет сформироваться позднему псевдорadiaльному режиму течения, а значит достоверно определить как гидропроводность пласта, так и скин-фактор и количество работающих трещин ГРП.

Однако, как показывает практика, при внедрении скважин с МГРП в уже существующие системы разработки данные благоприятные условия встречаются далеко не всегда (рисунок 4.16).



*Рисунок 4.16. Включение МГРП скважин в существующие элементы разработки.*

Зачастую расположение скважин приводит к началу взаимовлияния вновь пробуренной скважины с соседними скважинами уже с первых дней, или даже часов, работы скважины, так как они оказываются в уже действующих воронках депрессии.

Также своё влияние вносит тот факт, что со снижением проницаемости пластов приходится формировать более плотные сетки скважин.

Это приводит к невозможности диагностировать поздний радиальный режим фильтрации (рисунок 4.17), что существенно осложняет применение описанной в предыдущем разделе методики.

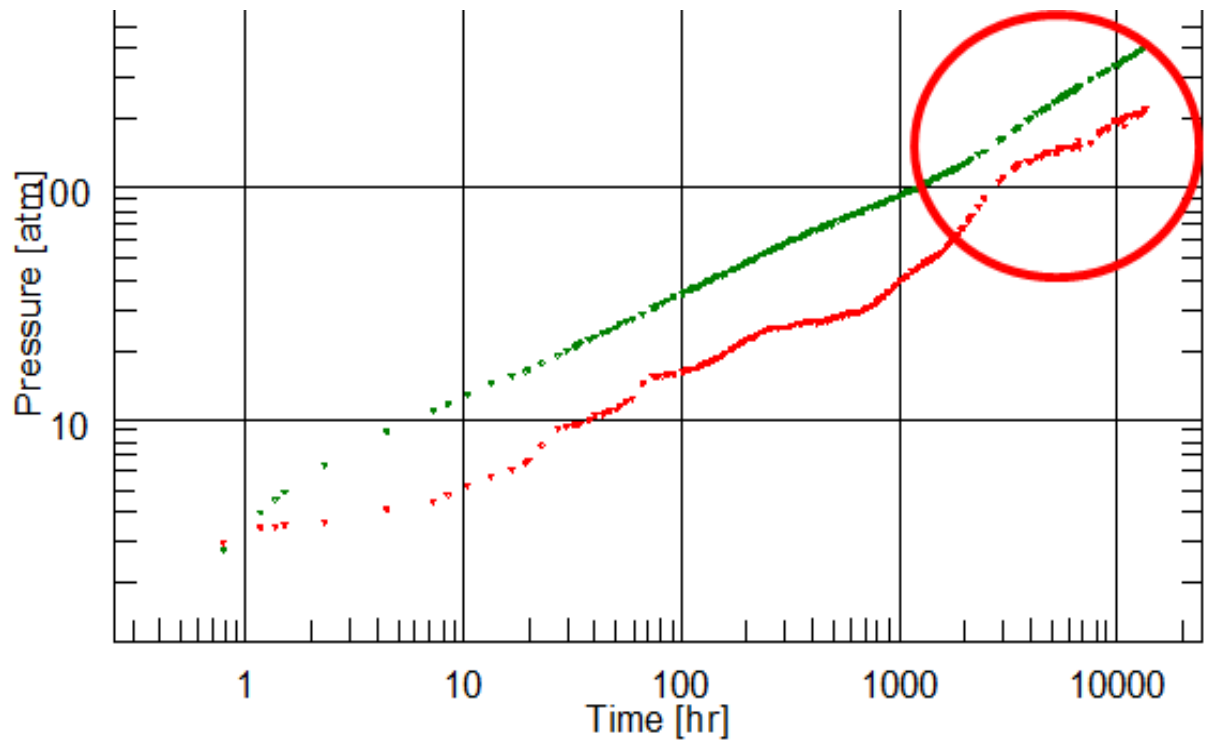


Рис. 4.17. Пример поведения производной давления с начавшимся влиянием границ зоны дренирования (выделено красным кругом) до выхода на поздний псевдорадийный режим течения.

В данных условиях автор настоятельно рекомендует проведение дополнительных изысканий, либо на этапе проведения МСГРП (микросейсмические исследования), либо на этапе работы скважины (специальные промыслово-геофизические исследования).

#### 4.4 Выводы

Описанный выше подход успешно применяется на месторождениях ПАО «Газпром нефть» в Волго-Уральском регионе. Применение его неразрывно связано с внедрением скважинных информационно-измерительных систем, входящих в компоновки электроцентробежных насосов. На данный момент с помощью предлагаемой методики получена адаптация фактических и расчетных данных по модели ГС с МГРП для более чем 30-ти скважинам. Причем по большинству из них (более 20) даны прогнозы дальнейшей работы, которые имеют высокую степень достоверности.

Предлагаемый подход является инновационной разработкой автора и после некоторой доработки планируется оформление его как патента Российской Федерации. Основным преимуществом данного подхода является его низкая стоимость по сравнению с другими, а также возможность его проведения без потерь добычи.

Основным требованием, по осуществлению мониторинга данным методом, является строгое следование регламентам вывода скважин на режим работы, а также отсутствие манипуляций со скважиной в первые 150-200 часов работы.

Дальнейшее развитие предлагаемого подхода планируется в направлении снижения неоднозначности определения положения раннего радиального режима, которое зачастую обусловлено существенно изменяющимся режимом работы скважины в первоначальный период. Также перспективным методом контроля работающих трещин МГРП является внедрение оптоволоконных телеметрических систем (ОВС), которые позволили бы осуществлять контроль работы на всем протяжении горизонтального ствола, однако из-за существенной дороговизны на данный момент стационарных ОВС это направление, по мнению автора, останется труднореализуемым в ближайшее время.

В этой связи методика долговременного гидродинамического мониторинга скважинных параметров еще длительное время останется наиболее доступным методом геофизического контроля работы скважин с МГРП. Данный подход позволяет не только описать наблюдаемые параметры системы скважина-пласт, но и успешно спрогнозировать дальнейшую работу скважины у четом нюансов её фактической конструкции даже в условиях межскважинного взаимодействия, в том числе и при влиянии системы поддержания пластового давления. В данном случае, привлекая дополнительную информацию либо по средствам специальных ПГИ, либо обрабатывая большой массив промысловой информации совместно с результатами атрибутивной интерпретации сейсмоки, также возможно добиться достоверного совмещения фактических и расчетных данных и дать успешный прогноз дальнейшей работы скважины.

## Заключение

Представленный в данной диссертационной работе анализ в полной мере описывает круг поставленных во введении задач.

Первая глава работы представляет собой подробный анализ информативных возможностей геофизических методов исследования скважин. Особый упор сделан на описание процесса и подходов к описанию трещиноватости методами промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин. Причем отдельно описывается как методы и подходы к описанию естественной трещиноватости, так и особенности, связанные с изучением искусственной трещиноватости. Подчеркивается, что, несмотря на глубокую проработку данного вопроса как отечественными, так и зарубежными авторами, задача описания маротрещиноватых систем методами геофизического контроля решена не полностью, в особенности в вопросе учета влияния трещин на работу скважины, вскрывающей неоднородно-трещиноватый низкопроницаемый коллектор. Данный аспект предопределил последующие задачи исследования, которые раскрываются в следующих главах диссертационной работы.

Вторая глава работы описывает задачу усовершенствования методики совместной интерпретации ПГИ и ГДИС в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с привлечением материалов ГИС открытого ствола и исследований керна для определения геометрических параметров системы естественных макротрещин (удаление от скважины, густота, пространственное распределение), участвующих в дренировании пласта.

Третья глава работы раскрывает анализ информативности и разработку методики интерпретации ПГИ и ГДИС для определения параметров системы работающих естественных макротрещин (количества, суммарной площади фильтрации, средней длины), вскрытых горизонтальным стволом в карбонатном коллекторе.

В четвертой главе описывает авторская методика комплексной интерпретации ПГИ и ГДИС при изучении профиля притока, фильтрационных свойств и характеристик вскрытия пластов в горизонтальных скважинах с МСГРП с привлечением данных РИГИС, атрибутивной интерпретации сеймики и большого объема промысловой информации.

Разработанные автором и описанные в данной работе методики являются составной частью комплекса исследований, предлагаемого автором для реализации в низкопроницаемых коллекторах, осложнённых естественной и искусственной макротрещиноватостью. Данный комплекс можно представить в виде таблицы 1.

Таблица 1. Комплекс исследований в низкопроницаемых коллекторах, осложнённых естественной и искусственной макротрещиноватостью, предлагаемый автором

Объекты исследований	Методы ГДИС	Методы ПГИ	РИГИС+кern	Сейсмика	Промысловая информация
Вертикальная скважина в зонах естественной макротрещиноватости	<ul style="list-style-type: none"> <li>Стандартные ГДИС на неустановившемся притоке увеличенной длительности</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Спектральная шумометрия для подтверждения притока по трещинам</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Комплексирование методов ГИС открытого ствола</li> <li>Извлечение полно-размерного керна</li> <li>Современные методы ГИС (FMI, кросс-дипольная акустика и др)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Общие представления о структуре залежи</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Информация о проходке скважины: наличие интенсивных поглощений</li> </ul>
Горизонтальная скважина в зонах естественной макротрещиноватости	<ul style="list-style-type: none"> <li>Стандартные ГДИС на неустановившемся притоке увеличенной длительности</li> <li>Длительный ГД мониторинг</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Традиционный комплекс при наличии газа в притоке</li> <li>ПГИ распределёнными датчиками притока-состава при низких дебитах и газосодержании</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Комплексирование различных методов ГИС открытого ствола (АК+ГГМп+ННТ)</li> <li>Современные методы ГИС (FMI, кросс-дипольная акустика и др)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Общие представления о структуре залежи</li> <li>Атрибутная интерпретация</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Информация о проходке скважины: наличие интенсивных поглощений</li> </ul>
Горизонтальная скважина с МГРП	<ul style="list-style-type: none"> <li>Длительный ГД мониторинг</li> <li>Результаты ГДИ соседних ВС</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Спектральная шумометрия в комплексе м нестационарной термометрией</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>Информация о процессе проведения ГРП (эффективность жидкости, объем проппанта, пр.) пр.д.)</li> </ul>

Критический уровень ценности получаемой информации для обоснования модели притока к скважине

Высокий уровень ценности получаемой информации для обоснования модели притока к скважине

Вспомогательный уровень ценности получаемой информации для обоснования модели притока к скважине

Реализация данного комплекса исследований для каждого из объектов исследований позволяет диагностировать и оценивать параметры естественных и искусственных макротрещин в низкопроницаемом коллекторе, оказывающих влияние на динамику выработки пласта. А разработка данного комплекса методик и являлась целью данной диссертационной работой.

Научная новизна данного комплекса методик заключается в следующем:

1. На основе обобщения результатов ПГИ и ГДИС определены границы применимости традиционных гидродинамических моделей пласта на основе понятия об эффективной проницаемости трещин (Warren&Root, Баренблатта) в условиях естественной

макротрещиноватости, а также предложена численная модель способная точнее описать поведение давления в таких условиях.

2. На основе анализа предложенной модели, а также многочисленных скважинных экспериментов разработана методика оценки удаленности скважины от ближайшей макротрещины и среднего расстояния между трещинами по результатам ГДИС (интегральные гидропроводность пласта и скин-фактор) и результатам интерпретации ГИС открытого ствола (проницаемость матрицы коллектора).

3. Усовершенствована методика комплексирования ПГИ и ГДИС в условиях преимущественного влияния макротрещин на приток горизонтальной скважины в неоднородно-трещиноватом пласте низкой проницаемости, позволяющая диагностировать локальные зоны выработки пласта и давать прогноз профиля добычи скважины. В основе усовершенствованной методики лежит выбор модели интерпретации результатов ГДИС с учетом оцененных по результатам ПГИ количества вскрытых проводящих макротрещин, а также оценённых по результатам ГИС открытого ствола емкостных параметров и насыщенности.

4. Разработана методика анализа долговременных ГДИС для определения количества работающих трещин ГРП на основе результатов оценки гидропроводности пласта по раннему и позднему радиальному режимам течения, учитывающая РИГИС открытого ствола, атрибутивную интерпретацию сейсмических данных и промысловую информацию.

Научная новизна базируется на следующих защищаемых положениях:

1. В условиях развитой системы естественных проводящих макротрещин преимущественное влияние на информативность ГДИС в вертикальной или наклонно-направленной скважине оказывает пространственное распределение трещин вблизи ствола скважины, которое может быть оценено на основе интегральной проницаемости и скин-фактора пластовой системы.

2. В условиях естественной и искусственной макротрещиноватости наиболее результативной технологией исследований скважин при геофизическом контроле разработки месторождений является мониторинг гидродинамических параметров работы скважин с привлечением данных по профилю и составу притока, получаемых с помощью периодических ПГИ и данных о емкостных свойствах и параметрам насыщенности по результатам ГИС открытого ствола.

3. Геофизический контроль выработки пласта, вскрытого системой как естественных, так и искусственных макротрещин, требует привлечения информации о характере трещиноватости и свойствах матрицы коллектора по данным ГИС открытого

ствола, пластовых микро-имиджей, результатов исследований керна, а также атрибутивной интерпретации сейсмических данных. Их совместное применение позволяет давать обоснованные прогнозы профилей добычи скважин с помощью модели макротрещиноватой системы.

Решение поставленных задач позволило достичь следующий результатов:

1. Получение условий применимости различных методов ГДИС и ПГИ в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, работающих по системе естественных или искусственных макротрещин.
2. Разработана методика определения параметров системы естественных проводящих макротрещин при вскрытии пласта вертикальным или наклонно-направленным стволом по данным ГДИС и ПГИ.
3. Разработана методика совместной интерпретации ГДИС и ПГИ для диагностики и оценки параметров систем естественных и искусственных макротрещин, вскрытых горизонтальным стволом, с привлечением данных атрибутивной интерпретации сейсмических данных.
4. Создан комплекс и методика исследований для определения фактически работающих трещин и параметров пласта в скважинах с проведённым многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Разработанные методики комплексной интерпретации ПГИ и ГДИС имеют высокое практическое значение. Предложенные алгоритмы позволяют эффективно решать задачи информационного обеспечения и контроля разработки месторождений.

Предложенные комплексы исследований нашли применение на месторождениях ООО «Газпромнефть Оренбург» и в рамках распространения лучших практик на других активах ПАО «Газпром нефть» с распространённой макротрещиноватостью. На данный момент с использованием методических рекомендаций автора проведено более 35 промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в коллекторах, осложнённых системой естественных макротрещин. Проведено более 50 гидродинамических исследований в скважинах с МСГРП. Планируется проведение исследований по определению профиля притока в скважине с МСГРП, эксплуатируемой механизированным способом. Решены задачи определения модели притока в сложных макротрещиноватых системах, в том числе и в скважинах с МСГРП.

Практические рекомендации автора легли в основу разделов корпоративного регламента ПАО «Газпром нефть» по контролю разработки.



На основе полученных автором результатов удалось обосновать профили добычи исследованных скважины, а также оптимизировать темпы отборов по блокам нескольких месторождений Волго-Уральской НГП.

Некоторые элементы предложенного комплекса методик являются инновационными разработками, которые являются прорывными не только для отечественной промышленности, но и для зарубежных авторов.

Основным направлением развития предложенных методик является проработка вопросов совместной интерпретации данных ГДИС и замеров распределённых ОВС, а также замеров передовыми аппаратурными комплексами ПГИ. В плане совершенствования методики интерпретации ГДИ в ГС с МГРП основным направлением является определение таких параметров работы скважин, которые бы позволили свести к минимуму влияние неоднородности режима работы скважин на начальном этапе. Но уже сейчас предложенный комплекс эффективно решает поставленные задачи в низкопроницаемых коллекторах.

## Список литературы

1. Абрикин А.Л. Потокметрия скважин. - М.: Недра, 1978. – 253с.
2. Андерсен М.А., Дункан Б., МакЛин Р. Анализ керн: истина в последней инстанции при оценке характеристик пласта. // Нефтегазовое обозрение №2 2013
3. Андрущенко В.А., Курганский В.Н., Бугрий В.Г., Сиротенко П.Т. Сейсмоакустические методы решения геолого-геофизических и технологических задач в процессе бурения нефтегазовых скважин. // Каротажник №1 (223) 2013. С. 24-38
4. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Карантарат Р., и др. Разработка программ уплотняющего бурения и капитального ремонта скважин по результатам геофизических исследований пласта-коллектора // IPTC 18173, Матриалы конференциии по нефтяным технологиям, Куала-Лумпур 10-12 декабря 2014
5. Бадалов Г.И. Контроль разработки нефтяных месторождений геофизическими методами. – М.: МИНГ, 1991. - стр. 64.
6. Барренблатт Г.И. Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. Москва: Недра, 1972, 288с
7. Барышников А.В., Габдрашидов Э.Ф., Никурова Л.Ф., Кременецкий М.И., Кокурина В.В., Гуляев Д.Н. Формирование системы промыслового мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №12. - стр. 41-44.
8. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Ридель А.А. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12.
9. Басниев К. С, Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. - М.: Недра, 1993. – 416с.
10. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2010 - 536 с.
11. Белозеров И.П., Юрьев А.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА ОБРАЗЦАХ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА // Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.Ломоносова УДК 550.8.023
12. Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А. Исследование притока и поглощения жидкости по мощности пласта. - М.: Недра, 1969. – 134с.
13. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.:Недра, 1973. - 246с.

14. Валлиулин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. - Уфа: Издательство Башкирского государственного ун-та, 1992. - 168с.
15. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Соловьев Б.А., Мкртчян О.М., Ларкин В.Н., Пешкова И.Н. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. - 2013. - №10. - стр.4-13.
16. Вольпин С.Г., Ломакина О.В. Метод определения параметров низкопроницаемого пласта // Нефтяное хозяйство. - 1988. - стр. 27-30
17. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. - М.: Недра, 2002. – 880с.
18. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. Опыт и результаты. М.: Недра, 1994.
19. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. - М. : Инфра-инженерия, 2009. - 960с.
20. Геофизические методы исследований скважин. Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М. : Недра, 1983. - стр. 592.
21. Гергедава Ш.К., Багринцев М.И. Опыт проведения геофизических исследований скважин по контролю за разработкой газовых месторождений и подземных хранилищ газа // Материалы международного симпозиума '96 по ГИС в процессе разработки нефтяных месторождений с заводнением, Пекин – Пекин, КНР: , 1996. - стр. 88-91.
22. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Летичевский А.Е., и др. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области// Нефтяное хозяйство – 2014 №11 с 65-69
23. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1971. – 312с.
24. Горбачев В.Н., Михеев М.Л., Акчурин А.Д. и др. Скважинный акустический сканер высокого разрешения. // Каротажник №10(232) 2013.
25. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. - М.: ГАНГ, 1996. - 130с.
26. Горгун В.А., Косарев В.Е., Горбачев В.Н., Михеев М.Л. Программный комплекс DIRAK – новый инструмент обработки данных акустического каротажа. // Каротажник №10(232) 2013.
27. Городнов А.В., Добрынин В.М., Черноглазов В.Н. , Рыжков В.И., Обработка волновых акустических полей и комплексная интерпретация данных ГИС в системе "Камертон",

- Труды Международной конференции и выставки по геофизическим исследованиям скважин "Москва 98", (8 - 11 сентября 1998 г.)
28. Гулин Ю.А Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. - М.: Недра, 1975. – 160с.
  29. Гуляев Д.Н. Адаптация гидродинамических моделей по данным ГДИС как фактор повышения достоверности прогнозирования показателей разработки (на примере Урманского месторождения томской области). // Труды 6-й научно-технической Конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений», Томск, 05.2007г.
  30. Гуляев Д.Н. Гидродинамические исследования при промыслово-геофизическом контроле нестабильно работающих скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.10. - Москва : , 2005. - стр. 212.
  31. Гуляев Д.Н., Черноглазова Н.Н., Федосеев М.А Повышение достоверности гидродинамических моделей карбонатных коллекторов на основе ГДИС.//SPE-115351, 2008
  32. Гуляев.Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И, Кричевский В.Н., Мельников С. И. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования// Нефтяное хозяйство , 2012, №5, с.82-85.
  33. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С., и др. Примеры гидродинамических исследований в скважинах с трещинами ГРП и автоГРП в низкопроницаемых коллекторах. // Материалы 14-й Международной научно-технической конференции Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча. Томск, 13-15 мая 2015.
  34. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. - М.: Недра, 1982. – 448с.
  35. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – 252с.
  36. Дворкин И.Л., Валиуллин Р.А., Булгаков Р.Б., Загидуллина Ф.Г., Байков А.М., Демин Н.В. Термические способы исследования скважин в процессе их освоения, опробования и капитального ремонта // Нефтяное хозяйство. - 1986. - стр. 15-18.
  37. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация// Томск, 2009
  38. Деркач А.С., Темиргалиев Р.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н. Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического

- контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. - М.: Недра, 1995. – 69с.
39. Дзедань И.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. М.: Недра, 1981. 160 с.
40. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №12. - стр.42-45.
41. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970. 150 с.
42. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика. Учеб. для вузов. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной — М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. — 400 с.
43. Добрынин В.М., Черноглазов В.Н., Городнов А.В. Новые возможности контроля за разработкой месторождений. Журнал "Нефтяное хозяйство", 1996 N 6, с.29-32
44. Добрынин В.М., Черноглазов В.Н., Городнов А.В. Оценка коллектора по данным волновой акустики - новые возможности интерпретации. Журнал "Геофизика", 2000 N 2, с.27-38.
45. Доронкин А.К., Малов Н.Ф., Звезгинцев А.А., Тухватуллина Р.М. Применение скважинной сейсморазведки для получения данных, необходимых при проектировании наклонно направленных и горизонтальных скважин. // Каротажник №10(232) 2013.
46. Дуркин Сергей Михайлович// Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор//Ухта, 2014
47. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. - М.: - 2004. – 520 с.
48. Золоева Г.М., Лазуткина Н.Е. Комплексная интерпретация геофизических данных с целью оценки параметров коллекторов. Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс. – 148 с.
49. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин М.: «Недра», 1978. - 320 с.
50. Индрупский И.М. Новые подходы к исследованию нефтяных скважин и интерпретации получаемых данных // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Москва: , 2004. – 142с.
51. Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №5. – стр.39-42.

52. Ипатов А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей. Автореферат на соискание ученой степени д.т.н. - М.: , 1999. – 44с.
53. Ипатов А.И. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. - М.: ИГ ГАНГ, 1998. - 76с.
54. Ипатов А.И., Городнов А.В., Петров Л.П., Шумейко А.Э., Скопинцев С.П. Аппробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюида в породах // НТВ Каротажник. – 2004. - №122. - стр.51-66
55. Ипатов А.И., Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Мельников С.И., Каешков И.С., Морозовский Н.А.//Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов//Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – Москва, 2015. - №9. - с.68-72.
56. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 780с.
57. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление современных ГДИС, Инженерная практика, №9, 2012 ,с.4-8
58. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. - №5. - стр.2-7.
59. Ипатов А.И., Нуриев М.Ф. Принципы контроля и управления разработкой сложнопостроенных месторождений нефти на основе стационарного долговременного мониторинга пластов и скважин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №10.
60. Исмагилов Р.Ф. Усовершенствование методов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при освоении скважин: Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Москва: , 2010.
61. Кавтухо А.М, Кибаш М.Ф., Зайцев А.И., и др. Особенности техногенных геодинамических напряжений на свойства сложнопосторенных карбонатных коллекторов Припятского прогиба// Нефтяное хозяйство – 2015 №2 с 70-73
62. Каешков И.С. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ ВО ВРЕМЕНИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ

ПЛАСТОВ // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.  
Москва 2014

63. Калинина Е.А., Бочкарев А.В., Остроухов С.Б. и др. Изменение свойств пород в зонах дизъюнктивной тектоники. // Каротажник №2(224) 2013.
64. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. - 128с.
65. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки.//Москва: Госыдарственный научный центр Российской Федерации - ВНИИГеосистем, 2003 -230.:ил
66. Князев А. Р. ОЦЕНКА ТРЕЩИНОВАТОСТИ НИЗКОПОРИСТЫХ КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН// Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Пермь 2009.
67. Ковязина Д.М., Маслак С.Г, Комаров В.С. Проблемы гидродинамических исследований скважина с горизонтальным окончанием. // Материалы 14-й Международной научно-технической конференции Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча. Томск, 13-15 мая 2015.
68. Кокурина В.В. Влияние нестабильных трещин разрыва в нагнетательных скважинах на результаты ГДИС // НТВ Каротажник. - 2010. - № 190. - стр. 81-97.
69. Кокурина В.В. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва 2012
70. Кокурина В.В., Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Мельников С.И. Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №5.
71. Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований. // Каротажник №5(227) 2013.
72. Колесникова А.А. Оптимизация комплексов ПГИ в горизонтальных скважинах при контроле разработки месторождений // Материалы 14-й Международной научно-технической конференции Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча. Томск, 13-15 мая 2015.

73. Конопелько А, Суковатый А, Митин А. и др. Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов Волго-Уральского региона России // SPE 176710-RU // Society of Petroleum Engineers, 2015
74. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400с.
75. Кременецкий М.И. Геофизическая информационная система контроля за эксплуатацией газонефтяных и газоконденсатных скважин (научное обоснование и создание автоматизированной системы "Теккон"). Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. - М. : , 1998.
76. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. - М. : МАКС Пресс, 2008. – 476с.
77. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. - 896 с.
78. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Повышение достоверности математического моделирования разработки месторождений нефти и газа на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе // Геофизика. - 2005. - №4.
79. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2015 №5 с 52-57
80. Кричевский В.М., Морозовский Н.А., Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Оптимизация работы горизонтальных скважин с многостадийными ГРП по данным скважинных исследований // SPE-176566-RU, 10.2015
81. Крылов А.П., Глоговский М.М., Фирчинк М.Ф. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 416с.
82. Куликов В.А., Хогоев Е.А., Сальников А.С. и др. Результаты исследования трещиноватой зоны Чуйского землетрясения и их приложение к решению задач нефтегазовой геологии.// Геофизика, геофизическое приборостроение №11 2011.
83. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. - М.: Недра, 1969. – 327с.
84. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А., Савчик М.Б. , Черных И.А., Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения// Нефтяное хозяйство -2015 №3 с 25-28



85. Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин // Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / ред. В.М. Добрынин. - М.: Недра, 1988.
86. Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пластов. – М.: Недра, 1966. – 147с.
87. Лутфуллин А.А., Абдрахимов А.В., Шигапов И.Н. и др. Диагностика работающих интервалов пласта за эксплуатационной колонной комплексом высокоточной термометрии и спектральной шумометрии // SPR-171251-RU // Society of Petroleum Engineers, 2015
88. Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Мельников С.И. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. // «Нефтяное хозяйство» №03, 2014г.
89. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещинно-порового коллектора // Нефтяное хозяйство 03.2015 с22-24
90. Мельников С.И. МЕТОДИКА РАЗДЕЛЬНОГО ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва 2015
91. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений // Д 153-39.0-109-01. - Москва : , 2002.
92. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. - М.: Недра, 1990. - 240с.
93. Морозовский Н., Мельников С., Кричевский В., Феоктистов Р. Оптимизация системы ППД и повышение добычи нефти на основе гидродинамико-геофизического контроля эксплуатационного фонда // SPE-176565-RU, 10.2015
94. Морозовский Н.А. Девяткин В.С. Опыт комплексирования промысловых исследований при изучении трещиноватости карбонатных коллекторов // Тезисы докладов XIV международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча». – Издательство Томского государственного университета, Томск, 2015. - с.16-17.
95. Морозовский Н.А. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // Тезисы докладов X всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». - Москва, 2014. - с.16-17.

96. Морозовский Н.А. Оценка параметров макротрещиноватых зон по результатам гидродинамических исследований // Тезисы докладов XIII международной научно-технической конференции «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча». – Издательство Томского государственного университета, Томск, 2014. - с.5-10
97. Морозовский Н.А., Каешков И.С. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири. // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2013. - №4. - с.48-50.
98. Морозовский Н.А., Кокурина В.В., Кричевский В.М., Мельников С.И. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Производственно-технический журнал «Инженерная Практика». – Москва, 2012. - №08. - с.6-12.
99. Морозовский Н.А., Кременецкий М.И. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // SPE-171228-RU, 2014.
100. Морозовский Н.А., Кременецкий М.И., Сирота А.С., и др. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин. // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – Москва, 2014. - №8. - с.44-47.
101. Мусин К.М., Сингатуллина Р.Р., Хусаинов В.М. и др., Оценка параметров трещиноватости коллекторов месторождений татарстана по данным исследования керна и скважинных имиджеров. // Нефтяное хозяйство №7 2013.
102. Непримеров Н.Н. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. Том 7// Казань: Центра инновационных технологий, 2004. - 240 с.
103. Непримеров Н.Н. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. - Казань : КГУ, 1968. – 161с.
104. Оливье Узе. Анализ динамических потоков – выпуск 4.10.01. - Карра, 2008. - 358с.
105. Орре В., Астратти Д., Таха Нассер Али Аль Дайнини и др.. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных.// Нефтегазовое обозрение №2, 2012
106. Панарина Е.П. Перспективы совершенствования термических исследований при изучении профиля и состава притока в горизонтальных скважинах.//ЖУРНАЛ ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, Москва, 12.2015

107. Полушина Р.Н., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. Исследование трещиноватости горных пород методом электрического микросканирования. // Каротажник №10(232) 2013.
108. Рамазанов А.Ш. Автоматизированная система обработки данных гидродинамического зондирования пластов "Гидрозонд" // Материалы научно-практической конференции "Компьютерные технологии ГИС". - Тверь : , 1996. - стр. 74-77.
109. Рахматуллина А.Р., Летичевский А.Е. Опыт применения многозондового кросс-дипольного акустического каротажа при сопровождении гидроразрыва пласта. // Каротажник №10(232) 2013.
110. РД-39-100-91 - Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. - М. : Миннефтепром., ВНИИ, 1991. – 540с.
111. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1982. - 368с.
112. Салимгареева Э.М., Чудинова А.В., Акберова А.Ш. Особенности проведения исследований на установившихся отборах для определения максимальной депрессии в скважинах месторождения им. Р. Требса // Материалы 14-й Международной научно-технической конференции Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча. Томск, 13-15 мая 2015.
113. Семенов Ю.В., Войтенко В.С., Обморышев К.М. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. - М.: Недра, 1983. - 285с.
114. Сидоренко В.В., Тычинский А.Н, Тимохович Ю.И., Сафронов Д.А, Гладков А.В., Кондаков Д.Е. Реализация концепции мониторинга в реальном времени ЮЛТ Приобского месторождения , SPE-136375 \\ Society of Petroleum Engineers, 2010.
115. Ситников А.Н., Бочков А.С., Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А., Черевко М.А. Создание карт проницаемости по данным исследований и нормальной эксплуатации скважин. // - Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – Москва, 2012. - №12. - с.48-51.
116. Смоленцев Е.И., Козяев А.А. Алгоритм интегрированного прогноза продуктивности кавернозно-трещиноватых карбонатных рифейских коллекторов SPE-176742-RU // Society of Petroleum Engineers, 2015
117. Стрельченко В.В., Жуков А.М. Моисеенко А.С. и др. Прогнозирование геологического разреза по данным сейсмоакустических исследований в процессе бурения. // Нефть, газ и бизнес. 2003 №2. С. 42-47.

118. Сырмолатов А. Методика комплексирования данных специальных методов ГИС для изучения вторичной пористости карбонатных коллекторов. // Инженерная практика № 12 2014
119. Тарасов Ю. А., Шленкин С. И., Раевский Ю. Г., Лавриненко А. Б. и др. Трансформация волнового поля по алгоритму ФПВ: Грозный, ГНИ, ВИНТИ, 3053 деп. 1985
120. Твердохлебов Д.Н. Разработка методики выделения и использования сейсмических волн от дизъюнктивных нарушений с целью повышения надежности и детальности их картирования. // Автореферат диссертации на соискания ученой степени кандидата технических наук. Москва 2011 г.
121. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - Москва: Минэнерго, 2001. – 271с.
122. Устюгов М., Никурова Л., Кокурина В. Формирование системы мониторинга и контроля с помощью погружных датчиков // Нефтегазовая Вертикаль. – 2009. - №12. - стр. 45-47.
123. Файзуллин И.С., Чиркин И.А. Сейсмоакустические методы изучения трещиноватости горных пород.// "Геоинформатика" № 3 1998 г.
124. Файзуллин И.С., Шапиро С.А.. Особенности затухания сейсмических волн в случайно-неоднородных средах. Доклады АН СССР, Геофизика, 1988г., т. 302, № 5, 1073-1077 с.
125. Хасан Акрам, С.Г. Вольпин, Ю.А. Мясников, И.Р. Дияшев, У. Джон Ли, А.Н. Шандрыгин Исследование малодебитных скважин в России // Нефтегазовое обозрение. - 1999. - №4. - стр. 4-13.
126. Хасанов М., Краснов В., Мусабилов Т., Юдин Е. О пластовом давлении и производительности скважин в системе разработки SPE 135820// Society of Petroleum Engineers, 2010.
127. Хасанов М.М., Ушмаев О.С., Рошкетаяев А.П., Фукс, О.М., Андриянова А.М. Оптимальная система разработки нефтяного пласта рядами горизонтальных скважин с МГРП // SPE-176700-RU // Society of Petroleum Engineers, 2015
128. Хижняк Г.П., Амиров А.П., Гладких Е.А., Колесов В.А., и др. Исследование воздействия кислотогенерирующего состава на керны продуктивных отложений Куюмбинского лицензионного участка// Нефтяное хозяйство -2015 №3 с 31-35
129. Чарный И.А., Подземная гидрогазодинамика. - Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2006. - 414с.
130. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – Москва: Недра, 1965. – 240с.

131. Шапиро С.А, Файзуллин И.С.. О затухании сейсмических волн в горных породах как в дискретных рассеивающих средах. Известия АН СССР, Физика Земли, № 9, 1986г., 56-63 с.
132. Щетинина Н., Мальшаков А., Хабаров А., Гринченко В. Интегрированный петрофизический подход оценки трещиноватости рифейских отложений Восточной Сибири// SPE-176590-RU // Society of Petroleum Engineers, 2015
133. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512с.
134. Agarwal Ram G., Gardner D.C., Kleinsteiber S.W., Fussell D. D. Analyzing Well Production Data Using Combined-Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts, 57916-PA SPE Journal Paper // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - New Orleans, Louisiana: , 1999.
135. Agnew B.G. Evaluation of Fracture Treatments With Temperature Surveys , SPE-1287 // Journal of Petroleum Technology. - 1966. - №17. - pp. 892-898.
136. Algeroy J., Lovell J., Tirado G, Мeууappan R., Brown G., GreenawayR., Carney M.,Meyer J.H.Davies J.E., Pinzon I.D. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. - : Oilfield Review, 2010. - pp. 34-41.
137. Araya A., Ozkan, E. An Account of Decline-Type Curve Analysis of Vertical, Fractured, and Horizontal Well Production Data , SPE 77690 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - San Antonio, Texas: , 2002.
138. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. - 1945. - pp. 228-247.
139. Baker A., Gaskell J., Jeffery J., Thomas A., Veneruso T., Unneland T. Permanent Monitoring - Looking at Lifetime Reservoir Dynamics // Oilfield Review. - 1995. - pp.32-46.
140. Bateman K., Molenaar M. M., Brown M. D. Lessons Learned from Shell's History of Casing Conveyed Fiber Optic Deployment, 167211-MS SPE Conference Paper \\ SPE Unconventional Resources Conference Canada. - Calgary, Alberta, Canada: , 2013.
141. Blasingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method SPE-18799 // SPE California Regional Meeting. - Bakersfield, California : , 1989.
142. Blasingame T.A., Lee, W.J. Properties of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs, and Hydraulically Fractured Reservoirs From Decline Curve Analysis , SPE 15018 // Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. - Midland, Texas : , 1986.
143. Bourdarot G. Well testing: interpretation methods. - Paris : , 1998. – 337p.
144. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation, Supplement to SPE 12777 , SPE-19215 // Society of Petroleum Engineers. - 1989.

145. Bourdet D., Ayoub, J.A., Pirard, Y.M. Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation , SPE-12777 // SPE Formation Evaluation. - 1989. - №. 4. - pp. 293-302.
146. Bourdet D., Gringarten A.C. Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type Curve Analysis. SPE-9293.
147. Darcy Henry. Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau// Paris V. Dalmont, 1856, VII+647 c.
148. Deruck B., Ehlig Economides C., Joseph J. Test Design and Analysis. - : Oilfield Review, 1992.
149. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A., Decline Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases , SPE 28688. - : Society of Petroleum Engineers. - 1994.
150. Dozier G.C. "Don't Let the Temperature Log Fool You"-False Indications of Height Containment From Case Studies in a Tectonically Stressed Environment , SPE-25869 // Society of Petroleum Engineers, 2009.
151. Earlouger R.C. Advances in Well Test Analysis, Momograph Series , SPE, Dallas, 1977
152. Economides M.J, Boney C.L. Ch.1. Reservoir Stimulation in Petroleum Production // Reservoir Stimulation / book auth. Economides M. Nolte K. - 2000.
153. Fikri J.Kuchuk, Denis Biryukov, Transient Pressure Test Interpretation from Continuously and Discretely Fractured Reservoirs, SPE-158096-MS
154. Gallivan J.D., Kilvington, L.J., Shere, A.J. Experience With Permanent Bottomhole Pressure/Temperature Gauges in a North Sea Oil Field , SPE 13988 // SPE Production Engineering. - 1988. - pp. 637-642.
155. Gang T., Kelkar V. Efficient History Matching in Naturally Fracrured Reservoirs// SPE-99578
156. Gringarten A.C. Ramey H.J., Raghavan R. Applied Pressure Analysis for Fractured Wells , SPE 5496 // Society of Petroleum Engineers. - 1975.
157. Gringarten A.C., Ramey, H.J. Jr. and Raghavan, R. Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture // SPE Journal. - 1974. - 14 : Vol. 4. - pp. 347-360.
158. Gringarten A.C., Reservoir Limit Testing For Fractured Wells, SPE-7452 // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. - Houston, Texas : , 1978.
159. Hanaey Dandarawy Mustafa, Ghassan Abdouche, Osama Hamdy Khedr, Antoine Elkadi, Ali Moahmed Al-Mutairi. A New Production Logging Tool Allows A Superior

- Mapping Of The Fluid Velocities And Holdups Inside The Well Bore , SPE-93556-MS // Society of Petroleum Engineers. - 2005
160. Horne R.N. Modern Well Test Analysis. - : Petroway Inc., 1995. – 257p.
161. Hurst R. Unsteady flow of Fluids in Oil Reservoirs // Journal of Applied Physics. - 1934. - T. 5. - pp. 20-30.
162. J.D. Williams-Kovacs, C.R. Clarkson A Modified Approach For Modeling 2-Phase Flowback From Multi-Fractured Horizontal Shale Gas Wells// JNGSE-D-15-01720
163. Kading H.W, Hutchins J.S. Temperature Surveys: The Art of Interpretation. - : American Petroleum Institute, 1969.
164. Konark Ogra, Yogesh Chandra , Arun Pandey, Vibhor Verma, Ajit Kumar, Ravi Sinha. Evolution of Production Logging Technologies and Capabilities: In Quest to Know the Unknown, A Brownfield Case Study, Mumbai High, ONGC Western Offshore, SPE-153396-MS // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India: , 2012
165. Kremenetskiy M.I., Kokurina V.V. Well-Test Interpretation with Behind-the-Casing Crossflow, SPE 115323 \\ Society of Petroleum Engineers. - 2008.
166. Lee J. Well Testing. - 1982. - SPE Textbook Series : Vol. 1.
167. Marzooqi A., Fahim M., Keshka A., Alvi A., Salem D., Brown G., Neyaei F.A. Distributed Temperature Sensing (DTS) Enables Injectivity Visualization To Enhance Stimulation Efficiency , SPE 141239 // Society of Petroleum Engineers. - 2011.
168. Maslennikova Y., Bochkarev V.V., Savinkov A.V., Davydov D.A. Spectral Noise Logging Data Processing Technology, 162081-RU SPE Conference Paper // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. - Moscow, Russia: , 2012
169. Nestelrode W.A. The Use of Pressure Data From Permanently Installed Bottom Hole Pressure Gauges , SPE 590 // Society of Petroleum Engineers. - 1963.
170. Osama S. Karaman, Roy L. Kutlik, Ed L. Kluth. A Field Trial to Test Fiber Optic Sensors for Downhole Temperature and Pressure Measurements, West Coalinga Field, California, 35685-MS SPE Conference Paper // SPE Western Regional Meeting. - Anchorage, Alaska: , 1996.
171. Perrine R.L. A unified theory for stable and unstable miscible displacement \\ Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. - N3. – Vol.3.
172. Popov Yu., Parshin A., Chekhonin E., Gorobtsov D., Miklashevskiy D., Korobkov D., Suarez-Rivera R., Green S. Rock Heterogeneity From Thermal Profiles Using an Optical Scanning Technique ARMA-2012-509 //American Rock Mechanics Association. - 2012

173. Pymk-Nolte L.J., N.G.W. Cook, Myer L.R. Seismic Visibility Of Fractures// The 28th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 29 June-1 July, Tucson, Arizona. 1987.
174. Riling E.H. Thumco "Y" Tool Unique Production Tool, SPE-3698-MS \\ Society of Petroleum Engineers. – 1971.
175. Song Hou, Hengchang Dai, Xiangyang Li Seismic Response of Discrete Fractures. 2012 SEG Annual Meeting, 4-9 November, Las Vegas, Nevada.
176. Sui W. ,Zhu D., Hill A.D. , Ehlig-Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements , SPE-116270. - : Society of Petroleum Engineers, 2008.
177. Tsvankin Ilya and Grechka Vladimir. Developments in seismic anisotropy: Treating realistic subsurface models in imaging and fracture detection
178. Walsh D.M., Leung, K.H. Postfracturing Gas-Well-Test Analysis Using Buildup Type Curves, SPE-19253 // SPE Formation Evaluation. - 1991. - pp. 393-400.
179. Warren, J.E. and Root P.J. 1963, The behavior of naturally fractured reservoirs,. SPE Journal, 3 (3): 245-255
180. Warren, J.E., Root P.J. Discussion of Unsteady-State Behavior of naturally fractured reservoirs // SPE Journal, March, 1965, P. 64-65, Trans ASME, 234.