

Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П.

**ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ  
ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ  
НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН**

Москва 2018

УДК 622.276  
ББК 33.361

**Рецензенты:**

**Ю.Л. Ребецкий**, доктор физико-математических наук

**Т.В. Хисметов**, доктор технических наук

**Г.А. Ковалёва**, кандидат технических наук

**В.А. Ольховская**, кандидат технических наук

**Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П.**

*Возможность определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин.* – М.: 2018. – 262 с.

ISBN 978-5-600-02254-6

Рассмотрена проблема оценки фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин. Приведены примеры выявления дизъюнктивных нарушений в районах Западной Сибири и Нижнего Поволжья, а также даны краткие сведения о возможных причинах (или механизмах) появления дизъюнктивных нарушений в осадочном чехле платформ, в том числе, Западно-Сибирской. Кратко описаны подходы к классификации нарушений, а также сведения о строении нарушений и зон их динамического влияния. По некоторым отечественным патентным материалам дан краткий обзор методов учёта нарушений при проектировании разработки. На основании, как литературных данных, так и результатов расчётов, выполненных авторами данной работы, проиллюстрирована величина возможных потерь в коэффициенте нефтеизвлечения при неучёте наличия и фильтрационной значимости дизъюнктивных нарушений. Проанализирована возможность применения гидродинамических методов исследования скважин и пластов для определения фильтрационной структуры и параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных залежах по данным: анализа разработки, реализации «пассивного» гидропрослушивания, применения трассерного метода и ГДИС.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18-07-00676\_А.

УДК 622.276

УДК 622.276

ISBN 978-5-600-02254-6

© Юдин Валерий Адольфович, 2018

© Вольпин Сергей Григорьевич, 2018

© Афанаскин Иван Владимирович, 2018

© Ефимова Наталья Петровна, 2018

# ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ.....	4
2. НЕКОТОРЫЕ ПРИМЕРЫ НАЛИЧИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	8
3. КЛАССИФИКАЦИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ.....	24
4. ВНУТРЕННЯЯ ЗОНА НАРУШЕНИЙ .....	34
5. ВНЕШНЯЯ ЗОНА НАРУШЕНИЙ .....	45
6. ПРИБЛИЖЁННАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ЗОНЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНОГО НАРУШЕНИЯ .....	58
7. УЧЁТ НАРУШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ.....	62
8. ВОЗМОЖНЫЕ ПОТЕРИ В ДОБЫЧЕ ПРИ НЕУЧЁТЕ НАЛИЧИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ .....	70
9. МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ	105
10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЕС НАРУШЕНИЙ ПО ДАННЫМ РАЗРАБОТКИ .....	120
11. ВОЗМОЖНОСТЬ УТОЧНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ «ПАССИВНОГО» ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ .....	138
12. ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ.....	150
13. ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ ГДИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ НАРУШЕНИЙ.....	165
14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	197
ЛИТЕРАТУРА .....	205
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	219

# 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в научной литературе всё чаще появляется информация о наличии дизъюнктивных нарушений различного ранга на нефтяных месторождениях. Причём, не только на сложенных карбонатными породами, что естественно и давно известно, но и на терригенных залежах [1 – 27, 80, 159, 160]. В частности, до последних лет господствовали представления о пликвативном строении природных резервуаров в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ) [8, 25, 159]. Считалось, что залежи углеводородов (УВ) имеют достаточно простое строение и контролируются, главным образом, пологими антиклинальными поднятиями. Именно такие модели положены в основу подсчёта запасов и проектирования разработки большинства залежей Широкого Приобья [25].

Однако ввод в разработку значительного количества средних и мелких месторождений позволил выявить ряд проблем, свидетельствующих о более сложном, чем это представлялось на стадии подсчёта запасов, строении значительного числа нефтяных залежей, аккумулярованных в верхнеюрских и нижнемеловых природных резервуарах Широкого Приобья. К таким проблемам относятся [9, 11, 15, 25, 159, 160]:

- аномальное распределение пластовых флюидов по разрезу и площади объекта: нередко водонасыщенные коллекторы залегают гипсометрически выше нефтенасыщенных, и сводовые скважины оказываются обводнёнными, а залежи располагаются на крыльях или периклиналях локальных поднятий; в пределах казавшихся едиными залежей отмечаются резкие "скачки" уровней водонефтяных контактов;
- на ряде месторождений установлены участки с неадекватной реакцией добывающих скважин на мероприятия по поддержанию пластового давления;
- отмечается отсутствие гидродинамической связи между скважинами;
- наличие локальных участков вертикальной связи с вышележащими пластами;
- неравномерное распределение пластового давления в пределах залежи;
- резкая смена ёмкостных и фильтрационных свойств коллектора;
- наличие горизонтальных и вертикальных областей аномально высокой и низкой проницаемости в пределах одной литологической разности пород и т.д.

Эти проблемы свидетельствуют о более значительной неоднородности природных резервуаров, чем это считалось ранее, и наличии структурных элементов, не учтённых в действующих геологических моделях [1 – 27, 80, 159, 160].

В то же время в последние годы накоплены многочисленные данные, свидетельствующие о том, что значительная часть разломов («разрывов» [191]), выделяемых по доюрскому основанию, проникает в осадочный чехол, и эти разломы (разрывы) играют существенную роль в формировании и размещении залежей [1 – 11, 14 – 20].

Развитие сейсмических технологий (смотри ниже п. 9) обеспечило возможность более детального изучения структурных планов продуктивных пластов, выделения и трассирования малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, разрушающих сплошность природных резервуаров в верхнеюрском и неокомском комплексах и разделяющих их на отдельные блоки. Сопоставление новой сейсмической информации с промыслово-геологическими данными на наиболее проблемных объектах позволило установить, что малоамплитудные дизъюнктивные нарушения играют большую роль как в экранировании скоплений УВ, так и в обеспечении вертикальной миграции флюидов.

Поэтому в последнее время преобладает точка зрения, что роль дизъюнктивных нарушений сплошности пород гораздо более значительна, чем это считалось ранее. Например, в работе [42] отмечено, что дизъюнктивные нарушения **играли важную роль в течение всей истории становления современного структурного плана Западно-Сибирской плиты.** Разломы наиболее древнего заложения (допалеозойские) имеют северо-западное простирание, их протяжённость превышает 2000 км – от Саяно-Алтайской складчатой области до Новой Земли. Более молодая (палеозойская) система разломов имеет субмеридиональное простирание. Именно им обязаны существованием грабенообразные впадины Широкого Приобья (Ханты-Мансийская, Тундринская и Юганская). В их пределах накопился достаточный объём осадочных образований.

В период формирования мезозойских отложений закладывались разломы северо-восточного простирания, существенно контролировавшие размещение фаций неокома.

И, наконец, кайнозойскому времени свойственны субширотные простирания дизъюнктивных нарушений.

Все вышеперечисленные разновозрастные разломы, так или иначе, воздействовали на формирование структурного плана мезозойского мегакомплекса [42].

При этом в научной литературе отмечается, что вообще разрывные структуры в горных породах распространены значительно шире складчатых дислокаций, и поэтому «в настоящее время невозможно себе представить поиски, разведку и разработку месторождений без понимания закономерностей проявления разрывной тектоники» [10].

**В большинстве случаев дизъюнктивные нарушения рассматриваются как непроницаемые экраны.** Вообще в отечественной нефтяной геологии традиционно выделяются три типа экранов:

- литологические;

- стратиграфические;
- тектонические.

При этом под литологическими экранами большинство исследователей понимает зоны замещения коллекторов синхронными непроницаемыми или слабопроницаемыми разностями, а также границы линзовидных или шнурковых тел, сложенных проницаемыми породами и размещённых в непроницаемых толщах.

Следует подчеркнуть, что в Западно-Сибирском НГБ существуют и широко развиты как литологические, так и стратиграфические экраны [26].

Стратиграфические экраны связываются с выклиниванием проницаемых отложений, так и со срезанием их поверхностями несогласия, выше которых залегают непроницаемые породы [3].

Тектонические экраны традиционно связывались с контактом коллекторов с непроницаемыми породами по поверхностям дизъюнктивных нарушений. Для этого амплитуда смещения должна быть больше мощности пласта [4].

Первые два типа экранов можно назвать экранами ограничения. Смысл такого определения заключается в следующем. Если пробурить две скважины по обе стороны условной линии экрана на малом расстоянии друг от друга, то одна скважина вскрыет залежь, а другая окажется непродуктивной по данному природному резервуару. Экраны указанных типов не могут представлять собой некие узкие зоны, дробящие залежь.

Тектонические экраны, напротив, могут являться как экранами дробления [26], так и экранами ограничения. Это обстоятельство косвенным образом отражено в классификациях ловушек и залежей [5]. Наряду с тектонически экранированными во многих классификациях выделяются так называемые тектонически нарушенные залежи. Это значит, что две скважины, пробуренные по разные стороны тектонического экрана, могут оказаться продуктивными, но принадлежащими к разным флюидодинамическим системам (разным залежам).

**Подчеркнём, что понимание различного рода дизъюнктивных нарушений в нефтяной залежи традиционно трактуется как наличие непроницаемых экранов, что, однако, далеко не всегда оказывается верным. Такие нарушения могут иметь и вполне конечную проводимость, вплоть до очень значительной.**

Таким образом, в большинстве случаев возникает обоснованная необходимость выявлять и картировать области, связанные с дизъюнктивными нарушениями, определять их фильтрационные параметры и особенности фильтрационной структуры, оценивать их возможное влияние на процесс разработки. Далее будем называть эти задачи определением фильтрационной значимости нарушений.

В связи с этим возникает закономерный вопрос: насколько важно картирование таких нарушений, и оценка их фильтрационных свойств, особенностей строения? Если же это действительно представляется важной

задачей, то какими методами следует воспользоваться для исследования фильтрационной значимости дизъюнктивных нарушений, выделенных по иным, не гидродинамическим методам? В каком направлении доработать существующие методы гидродинамических исследований для создания практической методики оценки фильтрационной значимости дизъюнктивных нарушений?

**Попытка дать краткое, но логически связное, рассмотрение этих вопросов и является целью данной работы.**

Изложение построено следующим образом.

Пункт 1 – Введение. В пункте 2 приведены примеры выявления дизъюнктивных нарушений в районах Западной Сибири и Нижнего Поволжья. Также даны краткие сведения о возможных причинах (или механизмах) появления дизъюнктивных нарушений в осадочном чехле платформ, в том числе, Западно-Сибирской. В пункте 3 приведены примеры классификации нарушений, а в пп.4, 5, 6 – сведения о строении нарушений и зон их динамического влияния. В пункте 7 по отечественным патентным материалам дан краткий обзор предложенных методов учёта нарушений при проектировании разработки, предлагаемом преобразовании систем размещения и назначения скважин при наличии нарушений. В пункте 8 на основании как литературных данных, так и результатов расчётов, выполненных авторами данной работы, проиллюстрирована величина возможных потерь в коэффициенте нефтеизвлечения, в случае неучёта или некорректного учёта наличия и фильтрационной значимости дизъюнктивных нарушений. В пункте 9 приведена сводка геологических и геофизических подходов для обнаружения дизъюнктивных нарушений. В пп.10 – 13 проанализирована возможность применения различных методов исследования скважин и пластов для определения фильтрационной структуры и параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных залежах, а именно, по данным: разработки, «пассивного» гидропрослушивания, трассерного метода и ГДИС.

Авторы выражают глубокую благодарность научному руководителю Федерального научного центра НИИ системных исследований РАН академику В.Б. Бетелину за постоянное внимание к этой работе и её поддержку.

Авторы искренне признательны сотрудникам отдела гидродинамических исследований и моделирования НИИСИ РАН: К.Д. Ашмяну, А.В. Королёву, Д.Т. Миронову, Ю.Б. Чен-лен-сону за полезные обсуждения рассмотренных в работе вопросов в процессе её написания.

Особая благодарность рецензентам монографии, взявшим на себя нелёгкий труд просмотреть работу в рукописи: заведующему лабораторией тектонофизики им. М.В. Гзовского Института физики Земли РАН, Председателю секции тектонофизики Совета по проблемам геотектоники и геодинамики при Отделении наук о Земле РАН, доктору физико-математических наук Ю.Л. Ребецкому; Председателю Совета директоров

ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН», доктору технических наук Т.В. Хисметову; доцентам кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Самарский Государственный Технологический Университет», кандидатам технических наук Г.А. Ковалёвой и В.А. Ольховской.

Их замечания были с признательностью учтены авторами.

## **2. НЕКОТОРЫЕ ПРИМЕРЫ НАЛИЧИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

### *Некоторые примеры обнаружения нарушений на нефтяных месторождениях*

Для того чтобы проиллюстрировать масштаб проблемы, ниже приведены некоторые примеры нефтяных месторождений, относительно которых в различных работах приведена информация о наличии дизъюнктивных нарушений различного ранга и амплитуды. Разумеется, составление полного перечня подобных месторождений вовсе не являлось задачей данной работы, посвящённой, в основном, гидродинамическим методам их изучения.

**Следует подчеркнуть, что в данной работе не анализируется степень достоверности предполагаемых нарушений, их соответствие общей геологической истории региона и иные геологические аспекты их предсказания. Для нас важно лишь то, что наличие нарушений прогнозируется различными группами исследователей, на значительном числе месторождений, причём в различных районах России, в том числе, и в Западной Сибири.**

В работе [9] сделан вывод, что пластово-блоковым строением характеризуются изученные в этом исследовании нефтяные месторождения центральной части Западной Сибири - Восточно-Перевальное, Средне-Хулымское, Выинтойское, Западно-Котухтинское, а также нефтяных месторождений северной части вала Сорокина (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция).

В работах [2, 27, 39] дизъюнктивно-блоковое строение выявлено на Южно-Конитлорском, Курраганском, Сергинском, Кислорском, Южно-Хулымском, Лензитском, Сандибинском, Лонгъюганском нефтяных месторождениях, а в работе [159] – на Апрелевском месторождении.

На Ван-Ёганском месторождении [11] анализ сейсмических данных по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в районе скважин 4033 и 3300 показал, что скважины разделяются тектоническим нарушением, которое можно продлить на 900



метров к северу, и рис. 2.1. По результатам гидропрослушивания, проведённого в 2005 году, между скважинами 4033 и 3300 установлено отсутствие гидродинамической связи.

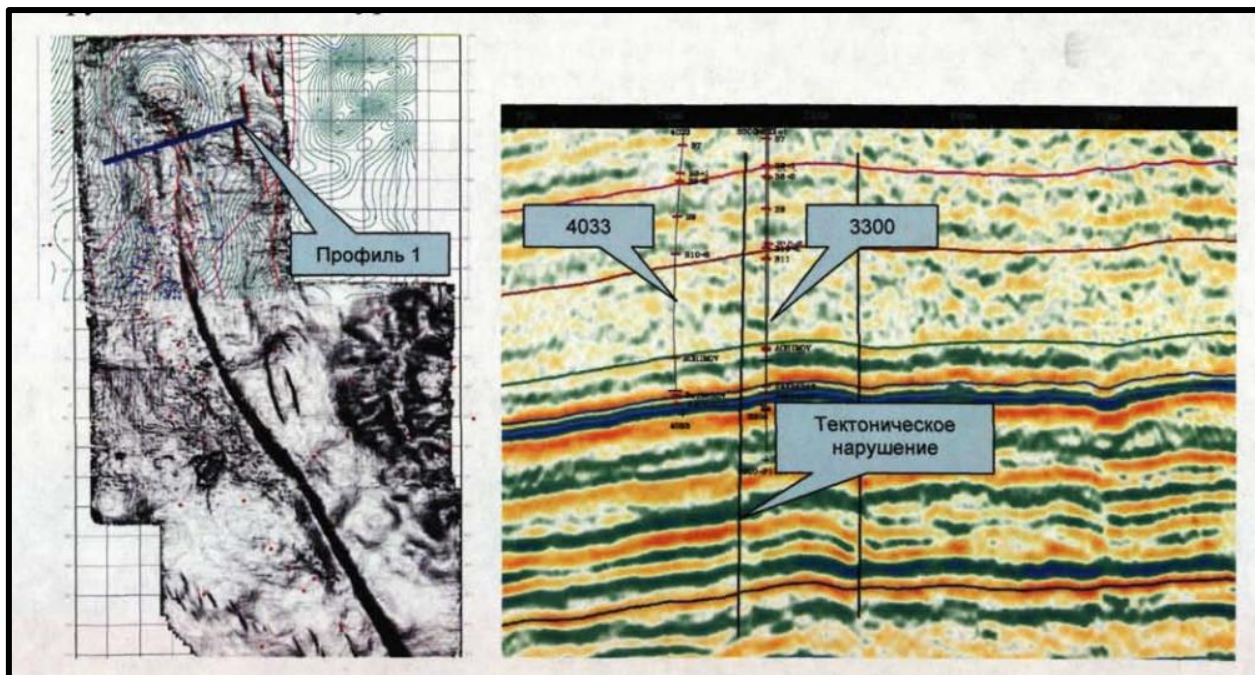


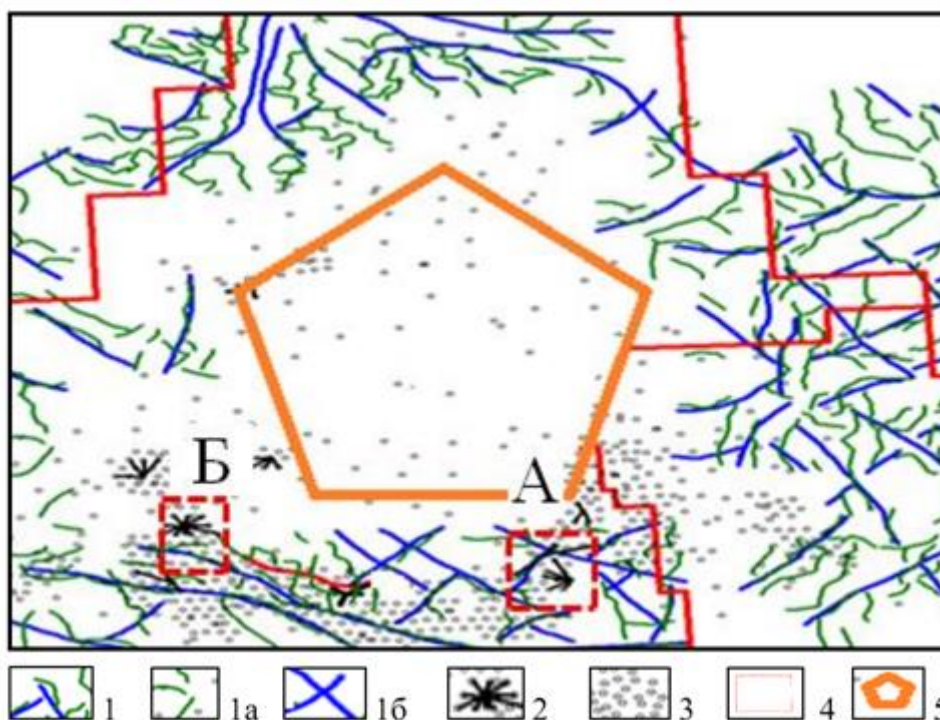
Рис. 2.1. Сейсмика 3D по горизонту ЮВ<sub>1</sub> Ван-Ёганского месторождения [11]

Исследованиями, проведёнными в работах [15, 24, 159], показано наличие разрывных нарушений на Ватьёганском месторождении, рис. 2.2.

По данным этих исследований на структурном плане продуктивного пласта доминируют разрывные нарушения различной протяжённости, ориентированные с запада на восток. Выявленные разрывные нарушения оказали существенное влияние на характер распределения нефтеносности в песчаных коллекторах [24].

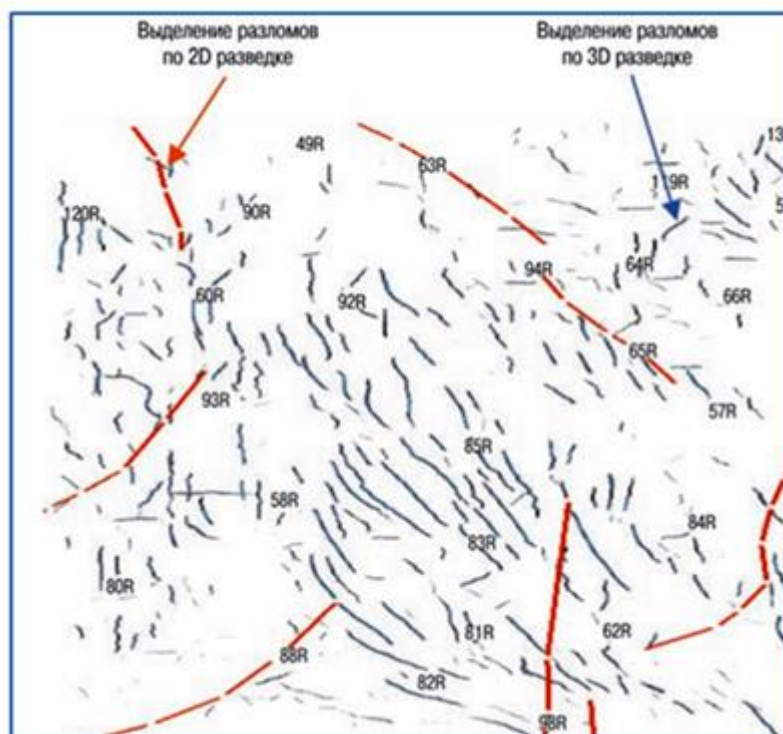
В работе [17] рассмотрено нефтяное месторождение в Нижневартовском районе ХМАО, которое представлено одним объектом юры ЮВ<sub>1</sub>. В объекте выделены пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2+3</sup> проницаемостью менее 0,005 мкм<sup>2</sup>.

На месторождении и по сейсмике 2D, и по сейсмике 3D выделена система разломов, рис. 2.3.



**Рис. 2.2. Схема размещения сети разрывных нарушений по материалам сейсморазведки 3D и гидродинамическим данным на Ватъёганском месторождении [15, 159];**

- 1 – разрывные нарушения (сбросо-сдвиги); 2 – скважины, в которых проводились трассерные исследования; 3 – скважины различного назначения; 4 – рассмотренные участки трассерных исследований; 5 – территория месторождения, не охваченная сейсморазведкой по техногенным причинам; А и Б – участки, исследованные в работе [15] трассерным методом



**Рис. 2.3. Карта сейсмической изученности одного из месторождений ХМАО, построенная по данным 2D и 3D сейсморазведки [17]**

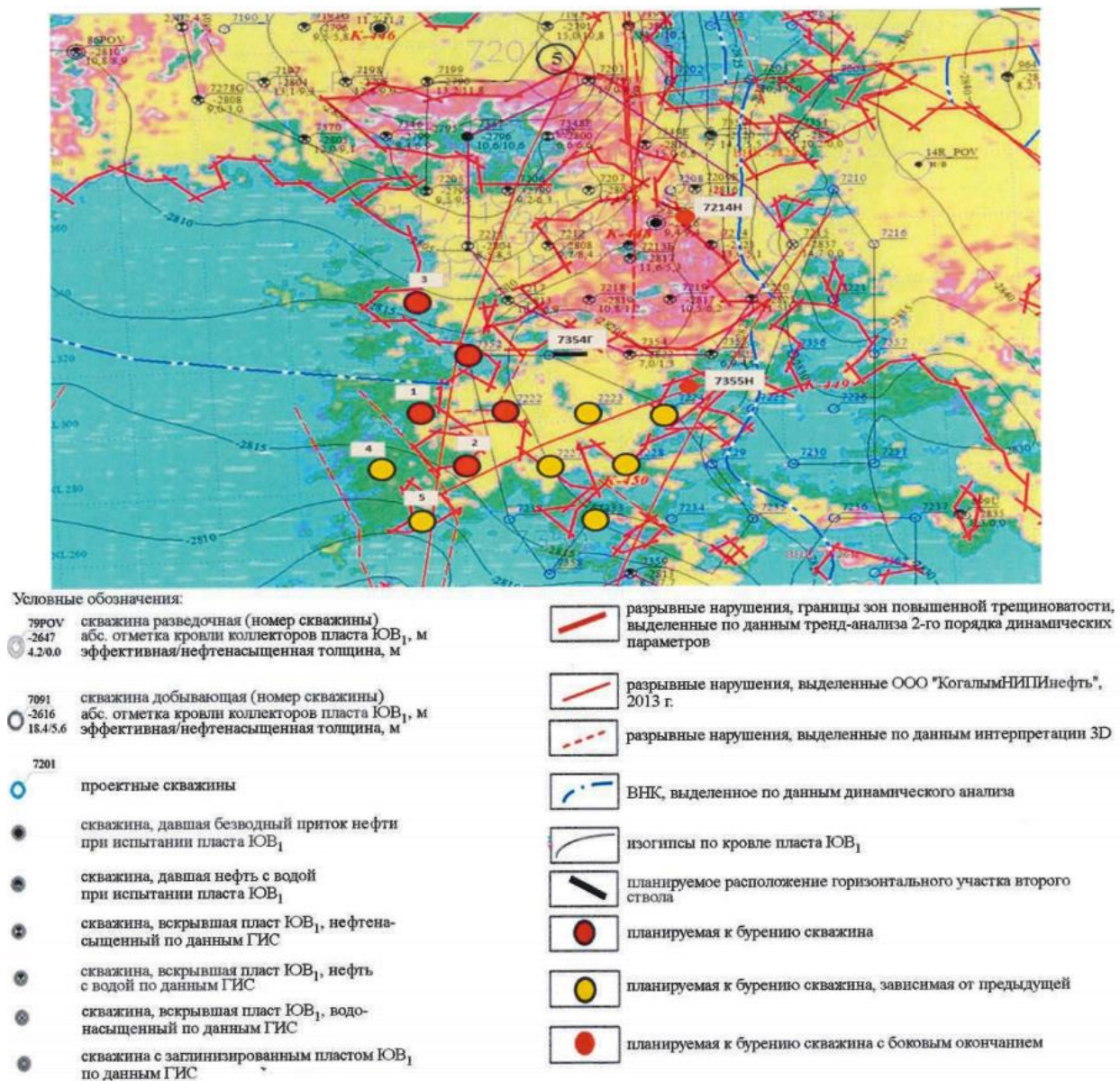
По данным работы [25] в подошве платформенных отложений Харампурского малого вала выявлено наличие тектонических нарушений; преимущественно распространены ступенчатые сбросы, рис. 2.4.



Рис. 2.4. Тектонические блоки и дизъюнктивные нарушения на Харампурской группе месторождений (на 2002 год) [25]

Встречаются нарушения, затухающие на верхней границе доюрского комплекса, а также – проникающие в чехол и затухающие в различных горизонтах мезозойско-кайнозойского комплекса. К выявленным разрывным нарушениям приурочены различные по амплитуде и ширине зоны дробления. В продуктивном юрском горизонте Ю<sub>1</sub> выделено большое количество малоамплитудных дизъюнктивов, рис. 2.4, в которых плоскость сместителя представляет собой зону дробления.

Разрывные нарушения выявлялись в течение ряда лет разными группами исследователей на Западно-Повховском месторождении [18], рис. 2.5.



**Рис. 2.5. Наложение планируемых мероприятий на карту распределения максимального абсолютного распределения мгновенного ускорения сейсмического сигнала с интервале отложений пласта ЮВ<sub>1</sub> в районе скважины №83Р Западно-Повховского месторождения [18]**

Работами по детальной корреляции разрезов скважин показано блочное строение Грибного и Восточно-Грибного, а также Тевлинско-Русскинского месторождений [160].

**Прогнозируются дизъюнктивные, причём малоамплитудные, нарушения и в отложениях баженовской свиты, несмотря на специфические механические свойства этих пластов, содержащих в составе скелета не только хрупкие компоненты, но и компоненту, не отличающуюся хрупкостью – твёрдое органическое вещество.**

В частности, в работах сотрудников ВНИГНИ [43] развита геодинамическая модель баженовской свиты, с акцентом на наличие тектонических дизъюнктивных нарушений. Её основные положения кратко могут быть сведены к следующему:

**1. Субвертикальные и наклонные амплитудные разломы и зоны аномальной трещиноватости образуют пространственно ориентированные серии. Морфология, последовательность образования или активизации, кинематика, характер разрушения и разуплотнения пород каждой серии нарушений различны и определяются полем напряжений, соответствующим палео- и современной геодинамическим обстановкам. Большинство амплитудных разломов (сбросов, сдвигов, надвигов) прослеживается из фундамента и несёт признаки конседиментационного развития (особенно в юре и неокоме). Одни из них пронизывают весь осадочный чехол, другие сменяются по восстанию зонами трещиноватости и затухают на уровне различных горизонтов, в том числе довольно часто – в баженовской свите [43].**

Амплитуда вертикальной составляющей смещений по разломам на уровне горизонта Б равняется 15—25 м, реже достигает 35—45 м, что приводит к локальному уменьшению (при наклонных сбросах) или увеличению (при взбросах и надвигах) мощности баженовской свиты.

**2. Кольцевые разломы и зоны аномальной трещиноватости в плане и разрезе имеют постоянный радиус кривизны, с глубиной выполаживаются и меняют падение на обратное. Эти разломы относятся к откольному типу и отождествляются по генезису с палео-сейсмодислокациями. На уровне горизонта Б их радиус кривизны обычно составляет 1—3 и 5—7 км, реже выделяются фрагменты более крупных форм, вложенные друг в друга. Одни из них проникают в фундамент, оконтуривают наложенные мульды, другие развиты в осадочном чехле. При выполаживании кольцевых нарушений в баженовской свите возникают субпластовые зоны аномальной трещиноватости и брекчирования толщиной до 10—12 м с сильным разуплотнением пород (суперколлекторы). Однако амплитудные смещения и повторные срывы на этих участках разломов иногда приводят к рассланцеванию, появлению «окон» в глинистой покрывке и подошве свиты, и в итоге – к разрушению залежей.**

**3. Очаговые зоны аномальной трещиноватости (дилатансии) широко распространены в верхней части фундамента и осадочном чехле,**

**включая неоком.** Обычно они приурочены к узлам пересечения разломов определённой ориентировки и связаны с повторной проработкой активизированных нарушений, смещённых по другим секущим разломам. Очаговые зоны баженовской части разреза в плане изометричны, размером до 300—500 м, реже до километра и более в поперечнике; в разрезе овальной и линзовидной формы – толщиной от 30—50 до 150 м и распространяются за пределы свиты.

**Обработка данных сейсморазведки приводит авторов ряда исследований последних лет и к выявлению малоамплитудных нарушений в отложениях баженовской свиты.**

Так, в работе [44] на исследованном Средне-Назымском месторождении практически на всех временных разрезах были трассированы аномалии сейсмической записи, которые интерпретировались как **малоамплитудные дизъюнктивные нарушения, с вертикальной амплитудой менее 5 метров.**

Как указано в работе [44], «сильно изрезанный рельеф структурных поверхностей абалакских и баженовских отложений, градиенты их суммарных толщин свидетельствуют о высокой тектонической активности исследуемого региона, как в период формирования исследуемых толщ, так и в последующее геологическое время. При анализе сейсмических профилей были выделены многочисленные сквозные дизъюнктивные нарушения, что может свидетельствовать об их постседиментационном времени проявления. Вместе с этим разломы часто носят структурообразующий характер, свидетельствующий об их более раннем заложении, то есть большинство разломов являются долгоживущими и сквозными по отношению к исследуемой части чехла».

Выделенные в работе [44] преимущественные направления развития дизъюнктивных дислокаций на Средне-Назымском месторождении составляли 300—320°, рис. 2.6, то есть имели северо-западное простирание, соответствующее направлениям региональных глубинных дислокаций, характерных для Западно-Сибирской плиты в целом. В присводовой части отмечаются субширотные разломы. Наибольшая густота разломов связана со склоновыми частями структур.

**На структурных картах по кровле и подошве баженовских и абалакских отложений выявленные разрывные нарушения показаны без разрыва сплошности изолиний. Это связано с тем, что все разломы малоамплитудные (амплитуда смещения менее 5 метров) [44].**

На основе анализа региональных и сейсмических данных, в работе [42] на Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадях были выделены многочисленные разрывные нарушения С-З и С-В направления. Из анализа структурных карт следует, что **выделено значительное число разломов, которые при этом имеют весьма небольшие амплитуды смещения – до 10 метров.**

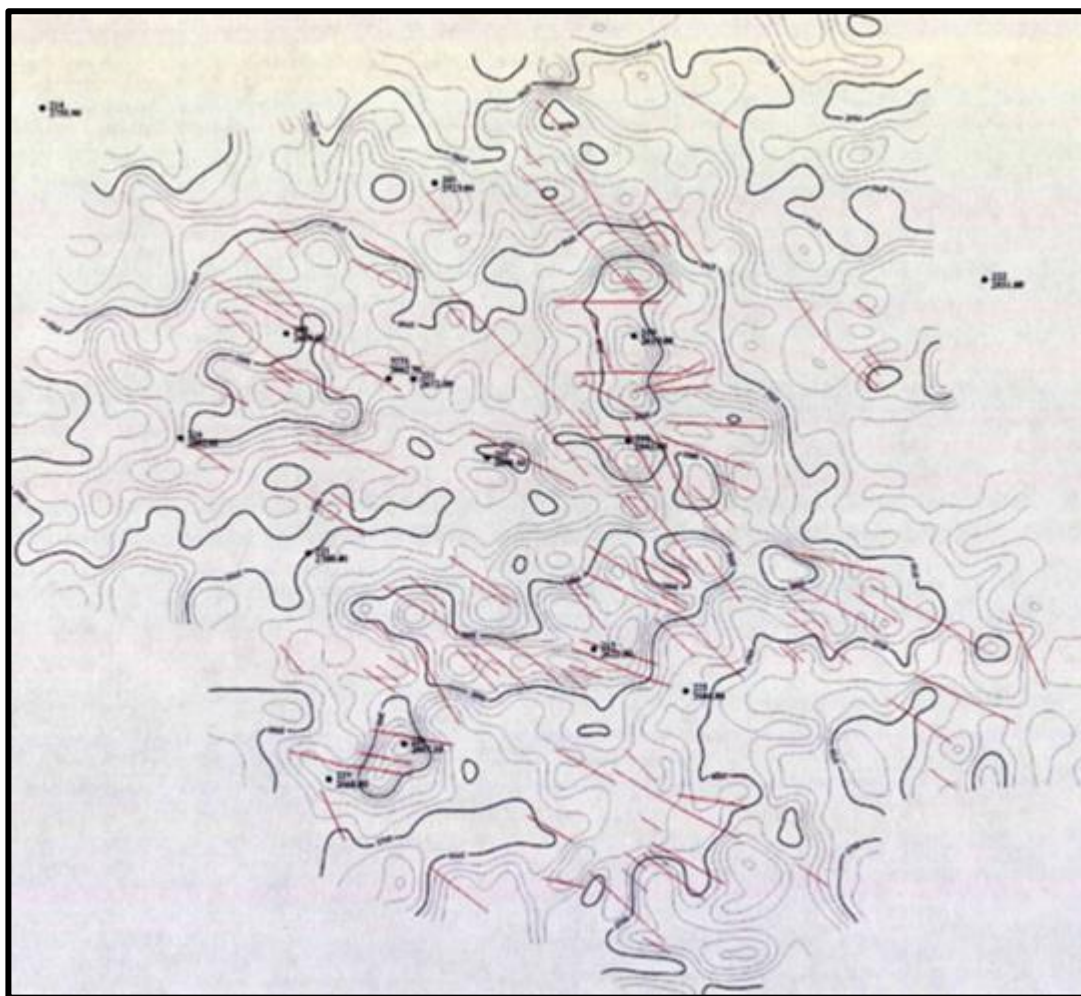


Рис. 2.6. Структурная карта по кровле баженовских отложений Средне-Назымского месторождения [44]; красные линии – выделенные дизъюнктивные нарушения

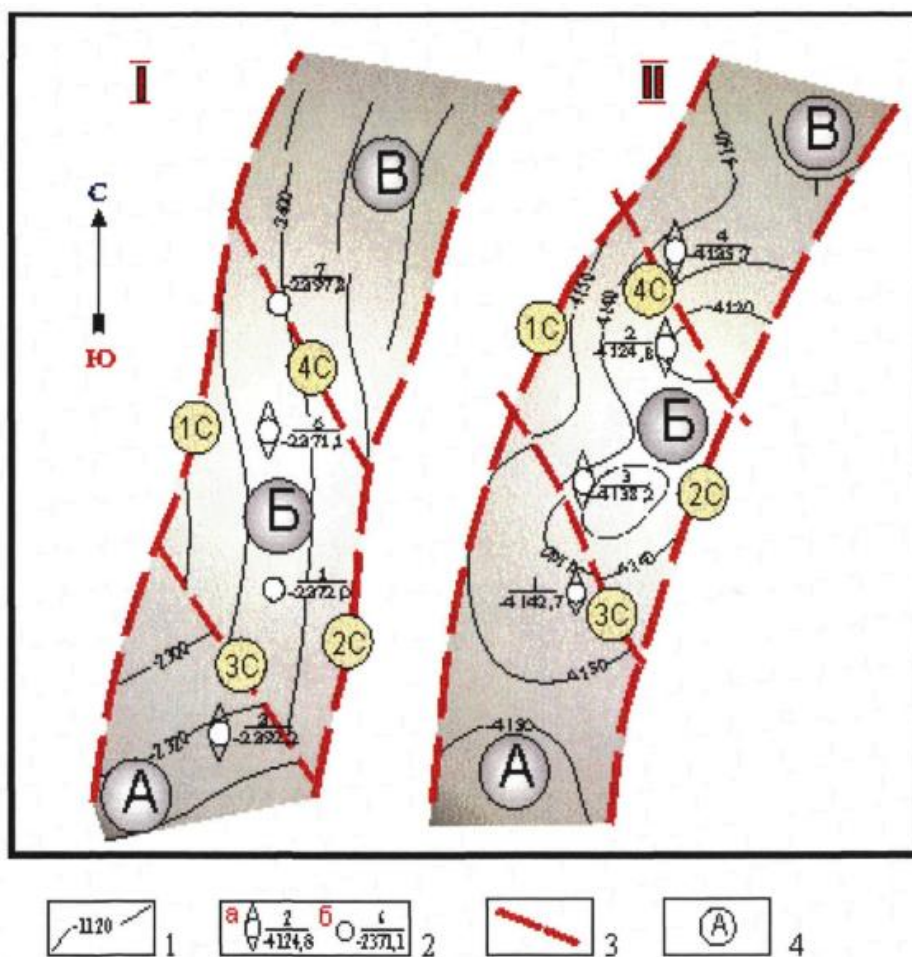
В работе [45] структурный план баженовской свиты Среднего Приобья, построенный с наибольшей достоверностью, считается достаточно расчленённым, поскольку градиент изменения абсолютных отметок нередко превышает 50 м/км, что в условиях платформы представляется немалой величиной; и свидетельствует о наличии малоамплитудных нарушений, не фиксирующихся в виде разрыва осей синфазности или потери отражений.

По результатам выполненных в диссертации [45] работ, включавших комплексный анализ космогеологических, геоморфологических, магнитометрических, гравиметрических и сейсмических данных, сделан вывод, что системы флексурно-разломных дислокаций различного ранга и амплитуды контролируют распространение трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов в отложениях баженовской свиты.

**Разумеется, наличие дизъюнктивных нарушений, в том числе в терригенных продуктивных пластах, выявлено не только в Западной Сибири. Они прогнозируются и в районах, в которых по общей геологической истории ожидать наличия нарушений – вполне естественно.**

Ещё в 90-х годах прошлого столетия для западного борта Прикаспийской впадины, включая её платформенное (правобережное) продолжение сформулирована концепция разломно-блокового строения осадочного чехла и установлена прямая связь выявленных месторождений с разрывными нарушениями (смотри обзор в работе [10]). В частности, разломно-блоковое строение продуктивных отложений выявлено на месторождениях им. Филоновского, Ракушечном, Промысловском, Тенгутинском, Бешкульском, Тюб-Караган, Жангурши, Тюбеджик и других [35 – 37].

Аналогичное заключение сделано и по структуре исследованных в работах [10, 20] Степного, Алексеевского, Северо-Алексеевского, Олейниковского, им. Ю.Корчагина, Левчуновского, Малышевского месторождений. Например, на рис. 2.7 показано строение Степного и Алексеевского месторождений.



**Рис. 2.7. Разломно-блоковое строение Степного (I) и Алексеевского (II) месторождений [10];**

1 – изогипсы по кровле продуктивных отложений, м; 2 – скважины: а – поисковые, б – эксплуатационные; 3 – сбросы (1С, 2С, 3С, 4С); 4 – блоки (А, Б, В)



## *О возможных механизмах появления нарушений в осадочном чехле*

Возникает законный вопрос, а каковы механизмы появления дизъюнктивных нарушений в осадочном чехле? Откуда они могут появиться на месторождениях Западной Сибири, которые формировались, в основном, в относительно спокойной тектонической обстановке? Не является ли гипотеза о существовании многочисленных дизъюнктивных нарушений в продуктивных нефтеносных отложениях абсурдной и противоречащей основным воззрениям на процессы формирования нефтяных залежей?

Подробное исследование этого вопроса далеко выходит за ограниченные рамки настоящего исследования. Но, ввиду важности проблемы, ниже приведены некоторые, чисто иллюстративные, литературные данные, показывающие, что широкое развитие дизъюнктивных нарушений на месторождениях углеводородов (УВ) вовсе не является чем-то совершенно невозможным или абсурдным.

**В последнее время явно наметилась тенденция увязывать строение осадочного чехла, локализацию в нём месторождений УВ и их строение с тектоническими движениями фундамента.**

Например, Западно-Сибирская плита в тектоническом отношении обычно рассматривается как молодая платформа. Представления о тектонике региона обычно базируются на моделях тектонического строения фундамента и морфологической классификации платформенных структур [178]. При этом, как отмечает Д.А. Афанасьев, «Пликативная модель геологического строения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) – например, по Д. Юлмухаметову, 2015 – отражает строение осадочного чехла без связи с тектоникой и геодинамикой фундамента, она основана на представлении о прогибании коры без значимой роли разломов в формировании структур и в целом тектонического каркаса бассейна» [179].

В то же время, ещё в 1940 году академик А.Д. Архангельский отмечал, что в основе валов и впадин чехла лежат дислокации фундамента. Эти дислокации, «... передаваясь покрывающим его пластичным осадочным породам, вызывают здесь разнообразные нарушения, которые по форме могут очень резко отличаться от складок и надвигов подстилающих их гнейсовых масс» [178].

В 1985 году Е.И. Паталаха показал, что пликативные складки и разломы — это две стороны одного и того же тектонического процесса, складки есть результат смещения блоков по разломам [178]. А в 50-х годах XX века академик А.В. Пейве отмечал, что, «...рассматривая соотношение разломов и складок, прежде всего, необходимо резко подчеркнуть генетическое единство тех и других при ведущей роли глубинных разломов. Нельзя представить себе происхождение складок и складчатых зон вне связи с глубинными разломами. В природе имеются глубинные разломы, не сопровождающиеся

складками, но не могут быть указаны складчатые зоны или полосы без глубинных разломов» [178].

В последнее время во всё возрастающем количестве публикаций содержится утверждение, что, по словам Д.А. Афанасьева, «...осадочные и нефтегазоносные бассейны и орогены Земли являются не только литосферными и даже литосферно-мантийными образованиями, а коромантийными, они являются следствием глобальных и планетарных геодинамических процессов» [178].

В обширном обзоре современных воззрений по данной проблеме [184] сформулированы основные положения концепции блокового строения и нефтегазоносности платформ (на примере Сибирской древней платформы):

- литосфера характеризуется слоисто-блоковым строением;
- современная структура платформ – результат сложного взаимодействия разных по времени, знаку, направленности и интенсивности тектонических движений;
- разломные ограничения блоков постепенно создают блоковую делимость территории, суммированную в её современном плане;
- **крупные разломы – структурные зоны определённого типа, выраженные в геофизических полях и обычно отражённые в осадочном чехле;**
- **мелкие разломы подчёркивают соответственную, более дробную, делимость территории.**

В работе Е.А., Предтеченской и А.С. Фомичёва [190], на основании результатов работ ряда отечественных геологов (в их числе: Кирда, Багдасарова, Баженова, Соколов, Абля, Сурков), сформулированы следующие предположения:

- во всех нефтедобывающих районах мира нефтегазоносность связана с зонами глубинных разломов и рифтовыми системами,
- крупные разрывные нарушения контролируют размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах всей Западной Сибири.

В докладе [179] на основании анализа корреляции тектонического строения, размещения месторождений УВ и перспективных структур мезозойского комплекса Западно-Сибирского НГБ, а также рассмотрения более десятка иных различных нефтегазоносных бассейнов и областей, сделан вывод, что «образования осадочных и нефтегазоносных бассейнов вызвано дайвинг-рифтогенной деструкцией области коромантийной оболочки. Наиболее крупные зоны нефтегазонакопления приурочены к межрифтовым, внутририфтовым гипосметрически приподнятым блокам в центральных и осевых областях, а также крупным межразломным и приразломным блокам в краевых областях осадочных бассейнов».

Однако, как указано в работе А.Г. Репина [183], «если в основном нефтегазоносном районе нашей страны – Западной Сибири - наличие

разломов фундамента и признавалось, то вплоть до начала 90-х годов прошлого века многие исследователи отрицали существование разрывных нарушений в осадочном чехле, несмотря на многочисленные данные, полученные к этому времени при поиске, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа. За последние 20 лет в ходе поисковых, разведочных работ, эксплуатации месторождений нефти и газа собран огромный материал по геологическому строению Западной Сибири. Появляются капитальные обобщающие монографии, в которых произведён анализ и синтез большого количества накопленных данных, сделаны весьма серьёзные выводы, детализирующие представления о геологических объектах чехла и фундамента. **Представляется крайне важным практически всеобщее осознание того факта, что разрывная тектоника и её проявления являются неотъемлемой частью не только фундамента, но и осадочного чехла».**

Подобные или близкие утверждения и подтверждающие их результаты содержатся и в других публикациях. Для иллюстрации приведём лишь некоторые.

Например, в работе [180] на основании анализа данных по Воронежскому кристаллическому массиву сделан вывод, что «тектоническая структура осадочного чехла древних платформ определяется блоковыми движениями кристаллического фундамента. Границы структур чехла, таким образом, связаны с разломами, разделяющими блоки фундамента. В осадочном чехле сочленение структур образовано областями динамического влияния разломов». При этом указанное влияние движений кристаллического фундамента разделено на три стадии. На первой, *пликативной*, «в надразломном пространстве осадочного чехла образуются пликативные структуры, связанные с развитием преимущественно пластических деформаций. Вторая (промежуточная) стадия - *дизъюнктивно-пликативная*. Она характеризуется постепенным сокращением ширины области динамического влияния, замедлением роста пликативных структур, переходом их в реликтовое состояние. Пластические деформации замещаются дизъюнктивными, что выражается массовым образованием мелких разрывов, развивающихся по ранговому принципу. Третья (финальная) стадия развития областей динамического влияния - *дизъюнктивная*. В течение этой стадии продолжается сужение области динамического влияния. Формирование разрывных нарушений направлено на образование единого (магистрального) сместителя. При этом большая часть разрывов, образовавшихся в пликативно-дизъюнктивную стадию, теряет свою активность».

В работе [181] установлено, что на некоторых месторождениях в мезокайнозойском осадочном чехле Енисей-Хатангского регионального прогиба, «разломная тектоника играет ключевую роль в сохранении залежей. На Балахнинском газовом месторождении, расположенном в присводовой части одноимённого наклонного мезовала, залежь в продуктивном пласте ВМ-

1вымской свиты контролируется системой разрывных нарушений, играющих роль экранов для УВ».

В работе [182] выявлено, что на территории Непско-Ботуобинской антеклизы «тектонический фактор оказывает существенное влияние на генерацию и аккумуляцию УВ. Значительная часть месторождений УВ приурочена к разломным антиклинальным структурам различного порядка особое значение на исследуемой территории тектонический фактор приобретает вследствие весьма сложного строения осадочного чехла – присутствия линейной складчатости, обилия разрывных нарушений. При относительно простой морфологии залежей распределение коллекторов и неколлекторов, как правило, определяется не столько литологическим фактором, сколько наличием отдельных блоков залежей, сформировавшихся в результате тектонических нарушений».

**Очевидно, что, если скопления УВ приурочены к тектоническим нарушениям фундамента, то наличие в нём как магистральных нарушений, так и их оперения – так или иначе должно отражаться и в осадочном чехле. Поэтому на месторождениях, расположенных над зонами распространения таких крупных нарушений в фундаменте – наличие каких-то дизъюнктивных нарушений в теле нефтеносных отложений следует считать достаточно вероятным.**

В частности, крупные нарушения в осадочном чехле отмечены на Русском, Северо-Комсомольском, Западно- и Восточно-Мессояхском, Новопортовском и ряде других поднятий в Западной Сибири [189].

**Однако все эти концепции касаются крупномасштабных нарушений, регионального или даже более крупного масштаба.**

Для разработки существенно и наличие тектонических движений и связанных с ними нарушений гораздо меньшего масштаба, имеющих протяжённость сотни метров, единицы и первые десятки километров. (Судя по литературным данным, как интерес к ним специалистов по тектонике и тектонофизике, так и степень изученности этих объектов – намного меньше, чем крупномасштабных, региональных и планетарных, тектонических нарушений).

Для иллюстрации приведём лишь один пример подобного рода. В работе [185] проанализированы данные сейсморазведки на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении, которое расположено в Ямало-Ненецком АО, в 540 км к востоку от г. Салехард. Приурочено к одноимённому локальному поднятию Уренгойской нефтегазоносной области Западно-Сибирского НГБ.

Согласно работе [185] на месторождении отмечается тектоническая раздробленность фундамента – наличие опущенных блоков, разделённых тектоническими разломами и образующих грабенообразную структуру. В осадочном чехле границы подвижных блоков фундамента отражаются зонами деструкции (дробления пород).

На месте сводовой части современного Яро-Яхинского локального поднятия на протяжении достаточно продолжительного геологического времени накопления осадочной толщи пород, вплоть до палеогенового времени, существовала устойчиво погружающаяся тектоническая зона.

Главная фаза формирования Яро-Яхинского локального поднятия приходится на палеогеновое время. В этот период в результате тектонического сжатия произошло воздымание опущенных блоков фундамента в грабенообразной зоне, что и привело к формированию единой Яро-Яхинской структуры, которая носит явно выраженный инверсионный характер.

Авторы работы [185] полагают, что при блоковых инверсионных движениях фундамента в осадочном чехле по границам блоков происходили подвижки, которые сопровождались дизъюнктивными и (или) пликративными деформациями пород в осадочном чехле. Поскольку амплитуда инверсионных подвижек блоков фундамента, скорее всего, была относительно невелика, то слои осадочного чехла подверглись малоамплитудным разрывным нарушениям либо имели место локальные тектонические подвижки, выразившиеся в образовании зон деструкции (дробления) и катакластических изменений пород.

Очевидно, что примеров подобного рода можно привести достаточно много. В частности, предположения о наличии дизъюнктивных нарушений осадочного чехла, обусловленных тектоническими подвижками фундамента, сделаны в работах Ольховской В.А. и Булгакова С.А., выполненных по группе нефтяных месторождений Самарской области (Среднее Поволжье), расположенных в пределах восточной бортовой зоны Волго-Сокской палеовпадины и приуроченных к терригенным, преимущественно песчаным, коллекторам [194, 195].

**Следовательно, даже при отсутствии крупномасштабных, регионального значения, тектонических нарушений в фундаменте – на месторождении, обычно имеющем размеры несколько километров, или первые десятки километров, малые тектонические подвижки могли иметь место и наличие дизъюнктивных нарушений, имеющих значение для разработки залежи, ожидать следует.**

Но необходимо подчеркнуть, что все приведённые выше причины возникновения нарушений в осадочном чехле – в основном, исходят из естественных интуитивных представлений о вертикальных или субвертикальных движениях элементов фундамента. Однако существуют и иные типы перемещений в фундаменте, которые также могут приводить к появлению нарушений в осадочном чехле, даже если вертикальных подвижек в фундаменте – не наблюдается.

К таким перемещениям можно отнести и горизонтальные, сдвигового типа [186]. В работе [186] высказано утверждение, что в современную эпоху «верхние горизонты земной коры в большинстве районов, независимо от их структурного положения, находятся в обстановке латерального сжатия. В

**фундаменте платформ выявлены многочисленные нарушения, происхождение которых связано с латеральным сжатием (надвиги, тектонические покровы, сдвиги), некоторые из них прослеживаются и в осадочном чехле.** Как отмечено в работе [186], горизонтальные перемещения большой амплитуды установлены в самых различных регионах СССР - на докембрийских платформах и эпипалеозойских плитах, в областях палеозойской, мезозойской и кайнозойской складчатостей, в шельфовых зонах и во впадинах окраинных морей.

По этой причине во всех исследованных в работе [186] регионах, «несмотря на их различную структурно-тектоническую позицию, приповерхностные мелкие складки и разрывы имеют тектоническую природу и образовались над новейшими или активизированными разломами сдвигового типа, рассекающими породы жёсткого основания».

В работе [186] приводится и качественная модель возникновения дизъюнктивных деформаций в осадочном чехле при таких, сдвиговых, подвижках фундамента. Описан случай, когда «субвертикальный разлом сдвигового типа существует в породах жёсткого основания, не затрагивая вышележащие, менее литифицированные, отложения, в которых упругая передача горизонтальных тектонических напряжений на сколько-нибудь существенное расстояние невозможна. Латеральное перемещение крыльев такого разлома вызывает появление в перекрывающих слабо литифицированных отложениях реактивных напряжений, обусловленных внутренними силами сцепления и структурных связей. Эти напряжения растут по мере увеличения амплитуды сдвига до тех пор, пока они не превысят соответствующие прочностные характеристики пассивно перемещающегося на жёстком основании материала. В результате над верхней кромкой активного разлома обособляется линейная зона определённой ширины, внутри которой малопрочные породы чехла подвергаются существенной тектонической переработке. Развивающиеся в этих породах вторичные структуры постепенно достигают дневной поверхности; разломы в разрезе геологического времени растут не только в длину, но и вверх, проникая в слабо литифицированные породы.

Полосы локализации вторичных структур обычно выделяют под названием зон дробления, смятия, рассланцевания и т.п.

Таким образом, возникновение горизонтальных напряжений в слабо литифицированных отложениях верхних горизонтов осадочного чехла легко объясняется реакцией этих пород на латеральные перемещения иногда глубоко погруженного жёсткого основания. Реактивные напряжения локализуются в линейной надразломной области (сдвиговой зоне), а их величина чаще всего (особенно в платформенных областях) столь незначительна, что не улавливается непосредственными измерениями.

Вместе с тем, она может быть достаточной для развития пластических деформаций и даже разрывов верхних слоёв осадочного чехла ввиду их весьма низкой прочности».

Ряд сведений в поддержку этой гипотезы приведён и в статье [183], в которой утверждается, что ещё в 70-х годах XX столетия в СССР было проведено «лабораторное моделирование различных «слоистых толщ» с приложением к ним разного рода механических воздействий. Это приводило к появлению сложнопостроенных «осадочных объектов», в которых появлялись как самые разнообразные складки, так и трещины, образующих закономерные сочетания, как по «разрезу», так и по «латерали». Было построено и описано множество физико-механических моделей движений в осадочных толщах при приложении к ним тектонических напряжений. Установлено, что они объектно реализуются в виде пликативных и дизъюнктивных нарушений, тесно связанных между собой, что определённые напряжения создают определённые формы складок и разрывов, они чётко сопрягаются между собой и т.д.».

По утверждению А.Г. Репина [183] в конце 70-х – начале 80-х годов к подобным выводам пришли и геологи Ухтинской Геологической школы, на основе изучения реальных геологических объектов Тимано-Печорской НГП.

Отметим, что даже в породах баженовской свиты возникновение коллекторов некоторыми исследователями связывается с **неравномерностью горизонтальных перемещений блоков фундамента, вызвавших неравномерность латеральных напряжений в породно-слоевых ассоциациях осадочного чехла** [184, 185], причём эти соображения опубликованы и в 1970-х, и в 2000-х годах.

Возможно, именно по последним двум причинам в обзоре В.А. Скоробогатова [189] утверждается, что по всей Западно-Сибирской плите малоамплитудные нарушения (с амплитудой 10 – 30 м) встречаются повсеместно, во всех районах. Часть нарушений, с амплитудами менее 10 - 20 м с трудом обнаруживаются по геофизическим данным, но, как утверждается в [189], «чувствуются» по характеристикам флюидальных систем продуктивных горизонтов.

В работе [193] выполнено математическое моделирование появления, морфологии и эволюции хрупких разрывов в глубине зоны горизонтального сдвига. Использована модель, представляющей собой слой осадочных пород постоянной мощности, залегающий на полупространстве из двух полубесконечных блоков фундамента, имеющих между собой плоскую границу контакта. Рассмотрена следующая последовательность деформаций слоя: упруго-пластичные деформации, вызванные массовыми силами; однородные упруго-пластичные деформации, совместные с упругими деформациями блоков в условиях простого горизонтального сдвига; упруго-пластичные деформации, вызванные горизонтальным смещением блоков фундамента друг относительно друга вдоль плоскости их контакта [193].

Первая стадия соответствует гравитационному напряжённому состоянию и показано, что, начиная с некоторой глубины, должны

развиваться трещинные деформации различного масштаба в виде крутых сбросов, с различной ориентировкой их простирания [193].

На второй стадии добавляются дополнительные горизонтальные деформации сдвига. В результате действия двух этапов нагружения формируется несколько глубинных уровней, различающихся по морфологии систем трещин.

Третья стадия деформирования модели отражает формирование в фундаменте разлома со сдвигом по простиранию. В результате в слое осадочных пород возникает система разрывов, причём их морфология достаточно многообразна [193].

Таким образом, работе [193] показано, что для моделирования и анализа характера нарушений в осадочном слое необходим учёт не только начальной стадии гравитационного напряжённого состояния, но и наличия горизонтального сдвига, предваряющей смещения вдоль разлома фундамента.

**Приведённый краткий, иллюстративный, обзор, разумеется, не даёт полномасштабного анализа данной проблемы. Это должно стать предметом серьёзного обобщающего исследования.**

**Цитированные выше материалы лишь показывают, что наличие дизъюнктивных нарушений различной амплитуды и ранга – скорее всего, следует считать правилом, а не исключением для всех нефтяных месторождений, включая терригенные. Поэтому изучение этих геологических объектов, их влияния на динамику и результаты разработки, создание способов оценки их фильтрационных параметров, структуры прилегающих к ним зон пласта – представляются масштабными, необходимыми и актуальными задачами.**

### **3. КЛАССИФИКАЦИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ**

Естественно, бесконечное разнообразие геологических условий, состава и свойств пород в районе локализации нарушений приводит к значительному их разнообразию, и самым разным классификациям нарушений [170].

Отметим, что в структурной геологии при описании разрывов сплошности пород широко используются различные термины: дизъюнктивные нарушения, разломы, разрывные дислокации, разрывные нарушения, разрывные смещения, разрывы [10, 191], причём терминология в этом вопросе пока не устоялась [19]. В дальнейшем будем применять термин **дизъюнктивные нарушения**, который нам представляется более общим.

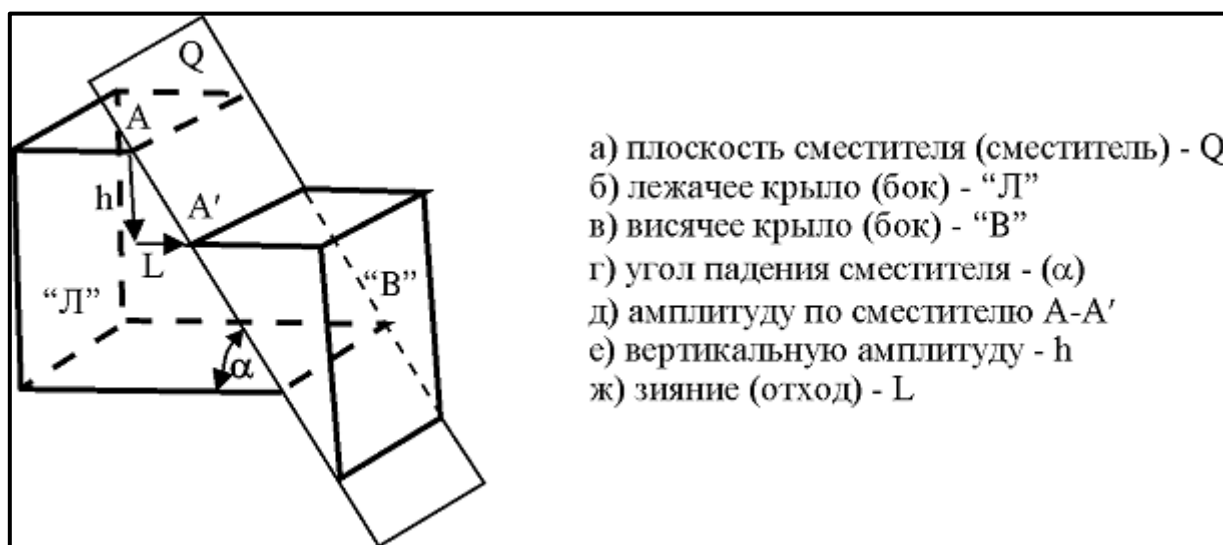
Прежде всего, для удобства понимания дальнейшего изложения, поясним ряд терминов, которые связаны с классификацией нарушений.

На рис. 3.1 приведена простейшая схема дизъюнктивного нарушения.



Отметим, что по устоявшейся терминологии плоскость, по которой происходит смещение пород одного блока относительно другого, называется **плоскостью сместителя (плоскостью разрыва [191])** нарушения, которая может быть экранирующей или проводящей [15]. **Сместитель** может представлять собой экран либо, напротив, зону повышенной фильтрации вдоль разлома.

**Лежачий и висячий блоки (или крылья [191])** дизъюнктивного нарушения выделяются тогда, когда сместитель имеет **наклонное залегание**. Тот блок (крыло), который расположен под плоскостью сместителя, называется "**лежачим**", а тот, который нависает над плоскостью сместителя – "**висячим**".



**Рис. 3.1. Общая схема дизъюнктивного нарушения и его элементов**

**Активным** принято считать висячий блок.

При смещении крыльев относительно друг друга важной характеристикой является **амплитуда перемещения**. Различают: **полную амплитуду** (амплитуда по сместителю, отрезок А-А' на рис. 3.1), **вертикальную амплитуду – h**, рис. 3.1, и **горизонтальную амплитуду**.

В монографии [170] приведена подробная генетическая классификация различных нарушений. По времени образования, разумеется, различают конседиментационные и постседиментационные нарушения [170].

Для постседиментационных дизъюнктивных нарушений характерны следующие особенности [173]:

- наличие смежных блоков по разные стороны нарушения в пределах одной структуры,

- смещение по плоскости нарушения тел единой структуры имеет одинаковую амплитуду по всему телу, т.е. амплитуды смещений по горизонтам тела строго равны.

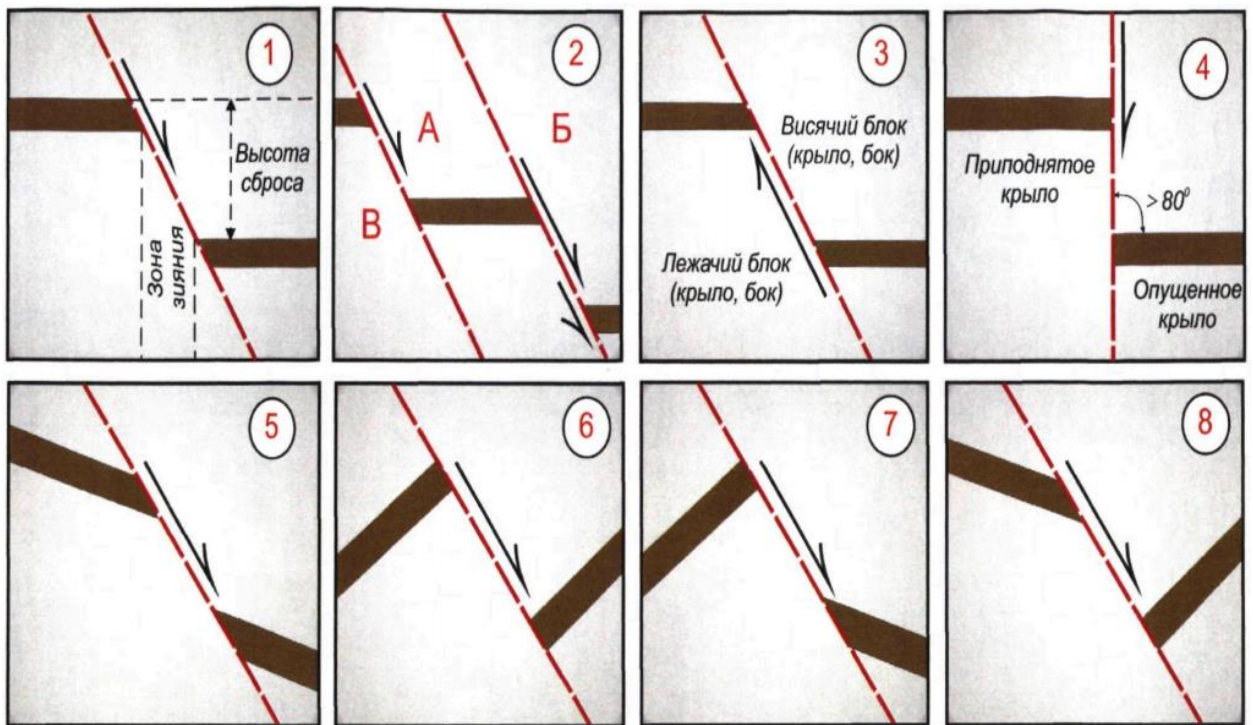
Для конседиментационных дизъюнктивных нарушений характерны следующие особенности [173]:

- по разные стороны от нарушения расположены тела разной структуры,
- смещения по сместителю нарушения могут меняться от горизонта к горизонту и, таким образом, амплитуды сдвигов по ним могут различаться.

С механической точки зрения дизъюнктивные нарушения делятся на две большие генетические группы: формирующиеся в условиях сжатия (взбросы, надвиги, сдвиги, покровы, шарьяжи) и растяжения (раздвиги, сбросы, сдвиги, сбросо-сдвиги) земной коры [10, 170, 191].

По наличию или отсутствия движения пород по плоскости сместителя нарушения различают: разрывы без смещения — диаклазы (трещины) и со смещением – параклазы [10, 19]. К последним относят сбросы и сдвиги [10].

**Сбросы** - нарушения, у которых висячее крыло опущено относительно лежачего. Возникают в результате растяжения земной коры. Выделяют несколько типов сбросов по крутизне наклона плоскости сместителя и по направлению движения крыльев [10,35, 37, 170], рис. 3.2, 3.3.

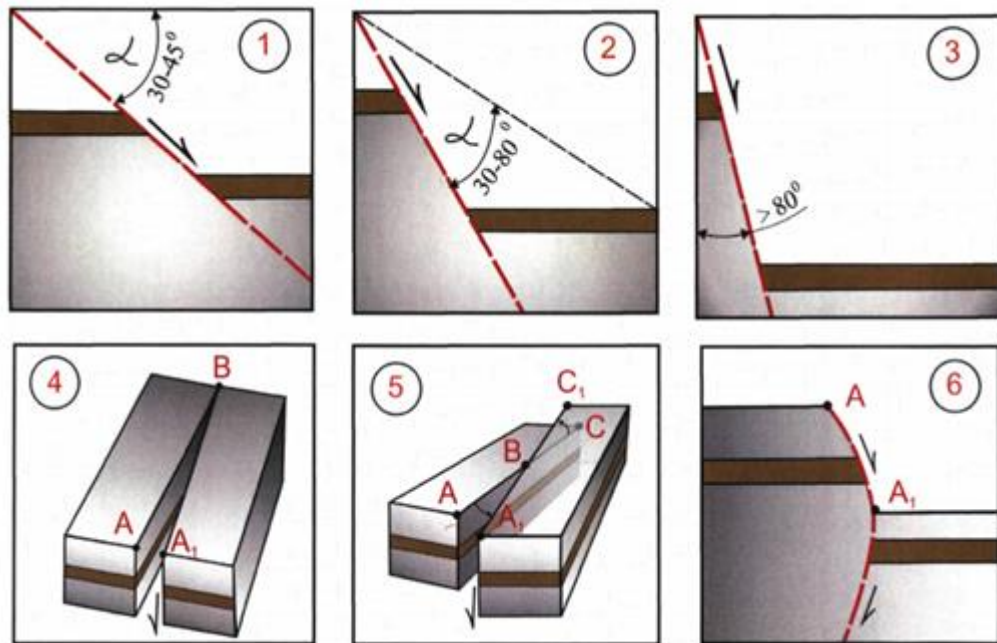


**Рис. 3.2. Различные типы сбросов [10,35, 37];** 1 –конседиментационный (нормальный, прямой) сброс; 2 –одновременное движение блоков А и Б по параллельным сбросам; 3 – постседиментационный (обратный) сброс; 4 – вертикальный сброс; 5 – согласный сброс; 6 – несогласный сброс; 7 – комбинированный (согласно-несогласный) сброс

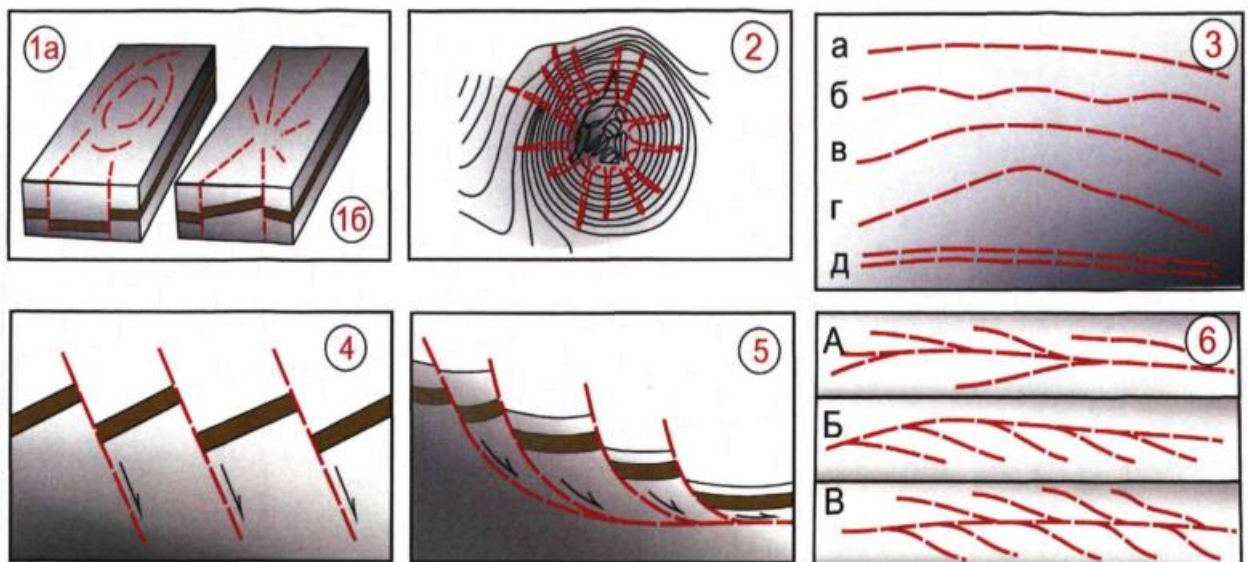
Траектория сбросов может иметь достаточно непростой вид, как показано на рис.3.4 [10,35, 37], причём, как видно из рис. 3.4 - б – часто могут встречаться и системы сбросов.

Разумеется, многообразие геологических условий образования сбросов приводит к многообразию их видов и характеристик, значительно превосходящему типы, упомянутые выше. В частности, в работах [10,35, 37]

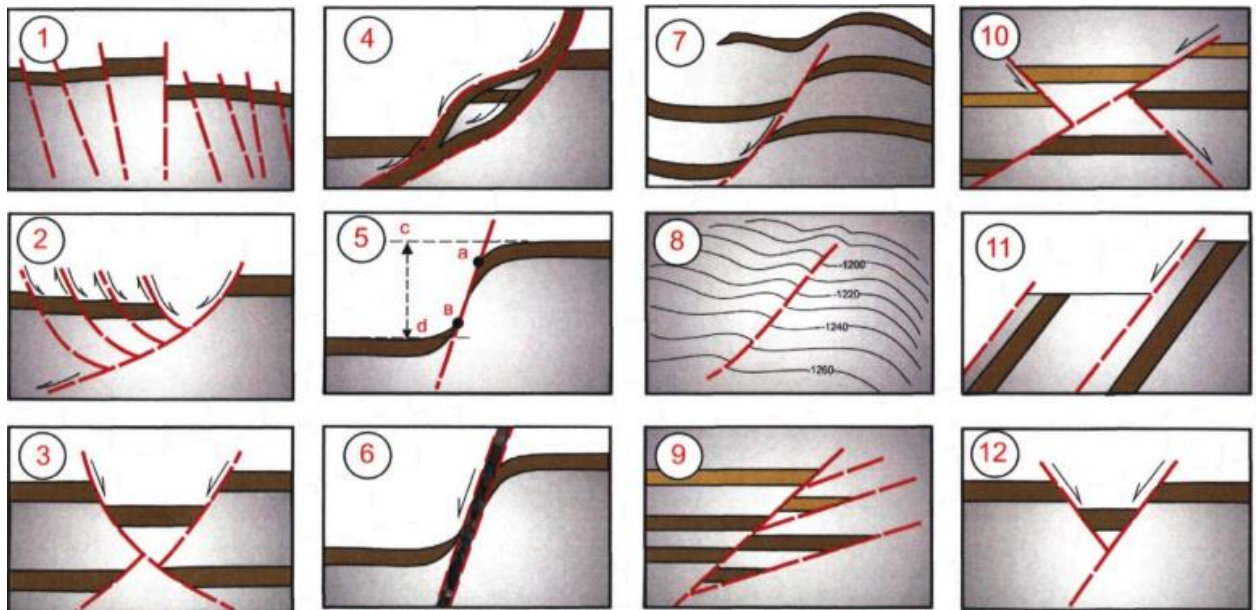
приводится несколько типов сбросов, дополняющих вышеперечисленные, рис. 3.5.



**Рис. 3.3. Разновидности сбросов по крутизне наклона плоскости сместителя нарушения и направлению движения крыльев [10, 35, 37]; 1 - пологий; 2 - крутопадающий; 3 - вертикальный; 4 - шарнирный; 5 - "ножницы"; 6 – цилиндрический**



**Рис. 3.4. Разновидности сбросов по характеру их расположения в плане и сложные сбросы [10, 35, 37]; 1а - концентрические; 1б радиальные; 2 - радиальные системы сбросов на структурной карте соляного купола Клей Крик, на побережье Мексиканского залива (по Л. Паркеру, А. Мак-Доуеллу); 3а - прямолинейный; 3б - криволинейный (изогнутый); 3в - дугообразный; 3г - коленчатый; 3д - параллельные (сдвоенные, сближенные); 4 – ступенчатые (лестничные); 5 - листрические; 6 - системы сбросов: А "конский хвост"; Б - кулисы односторонние; В - кулисы двухсторонние**



**Рис. 3.5. Различные типы сбросов [10, 35, 37]; 1 - компенсационный; 2 - Y-образные; 3 - X-образные; 4 - линзовидные; 5 - структура волочения пород в ПСН: **ав** - смещение; **cd** - амплитуда смещения блоков; 6 - волочение пород в ПСН с образованием ЗДП; 7 - затухающий вверх сброс; 8 - затухающий сброс по простиранию; 9 - опережающие сбросы (в плане); 10 - пересекающиеся сбросы; 11 - пластовый сброс; 12 - разрез тектонического клина; ПСН – плоскость сместителя нарушения; ЗДП - зона дробления пород**

При этом в отдельные подвиды выделяют содвиги и сдвиги в условиях сжатия (transpression) или в условиях растяжения (transtension) [191].

**Содвиг** определяется как разрыв, противоположные крылья которого смещаются навстречу друг другу, **в противоположность раздвигу** [191].

**Взрезы** – термин применяется для обозначения субвертикальных разрывов. Это «крайний случай при смещении бортов разрыва преимущественно по падению, при угле наклона вектора перемещения в плоскости сместителя от 46 до 90 градусов, и при угле наклона самой плоскости сместителя равном 90 градусам» [191].

**Взбросы** - нарушения, у которых висячее крыло поднято относительно лежащего. Угол падения сместителя у взбросов более 45°: от 46° до 90°. Возникают в результате сжатия земной коры. «При наклоне плоскости сместителя положе 30 градусов **взбросы** обычно именуются **надвигами**, а более пологие (3-5 градусов) разрывные структуры образуют **покровы (шарьяжи)**» [191].

**Сдвигами** называются разрывы, по которым происходят смещения в горизонтальном направлении.

**Сдвиги (heave, strike-slip fault, shift, wrench-fault)** - смещение (скольжение) одного или обоих смежных блоков по простиранию сместителя в горизонтальном направлении без вертикального перемещения (**strike-separation, strike-slip**) вызванное касательными напряжениями – смотри рис.3.8. Если смещение пород в плоскости сместителя нарушения сдвига происходит слева направо (в плане по часовой стрелке) в противоположном

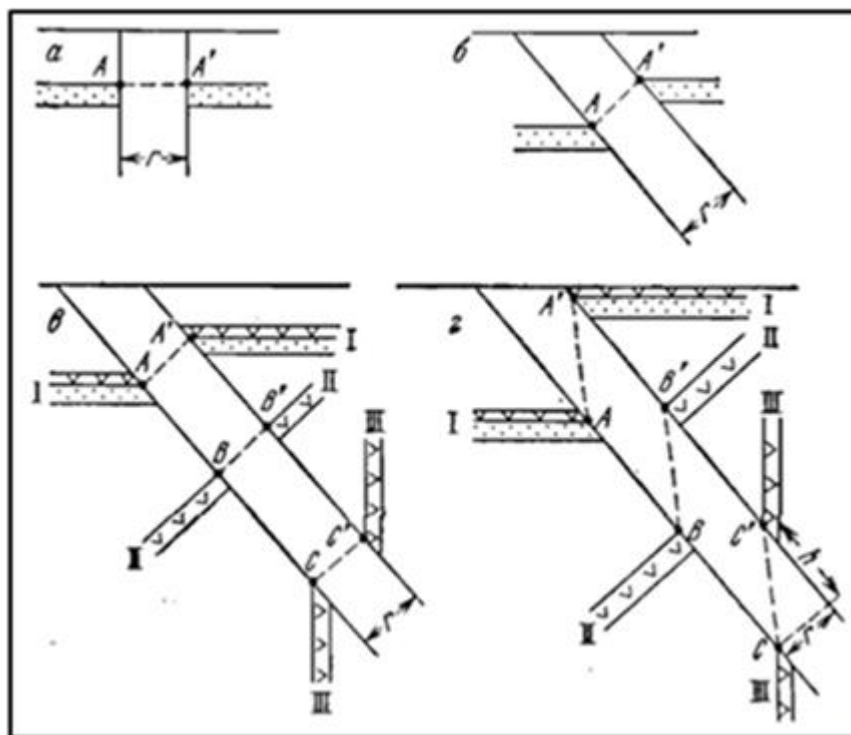
от наблюдателя крыле, то сдвиг называется правым или правосторонним (**right-slip** или **right-lateral**), тогда как сдвиг с перемещением справа налево (против часовой стрелки) - левым или левосторонним (**left-slip, sinisterly**).

Уменьшение амплитуды сдвига в горизонтальном направлении обычно происходит путём его расщепления на мелкие сдвиги и сбросы или другие компенсационные разрывы, создающие сложные системы типа «конского хвоста» [10].

Отметим, что, как указано в работах [10, 35, 37], в чистом виде сбросы, раздвиги и сдвиги редко встречаются поодиночке, чаще всего они группируются в сложные системы и разломно-блоковые структуры.

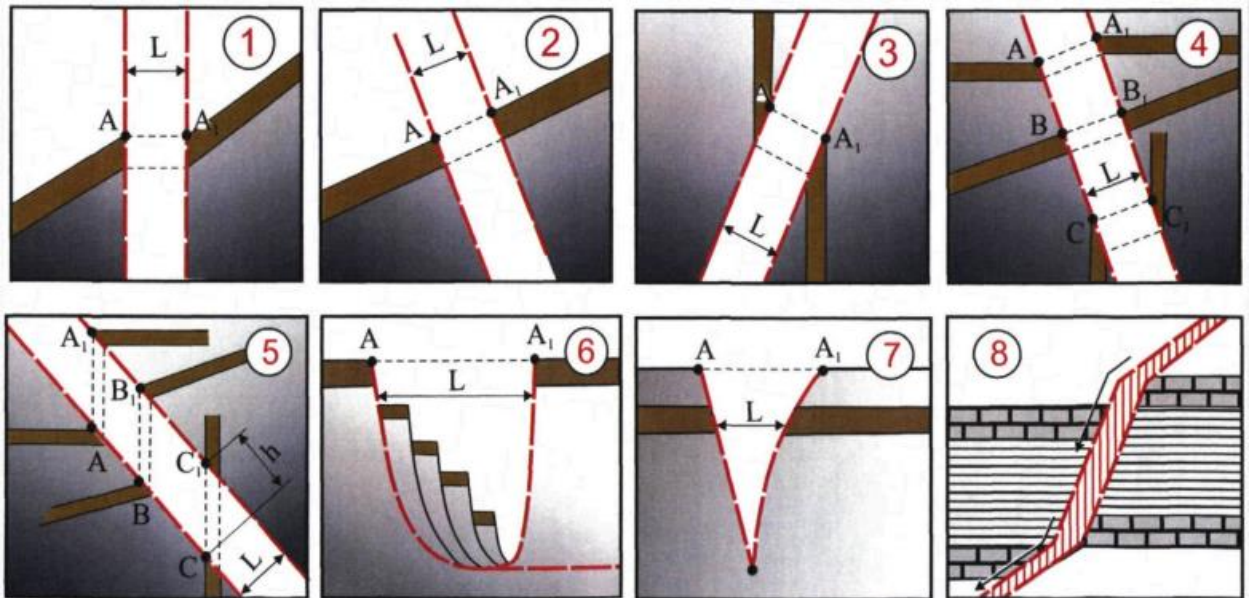
**Раздвиги (по В.В. Белоусову [170])** - разрывные нарушения, формирующиеся при растяжении земной коры, и представляющие самостоятельный тип в тех случаях, когда вдоль трещины не происходило перемещений значительной амплитуды. Отдаление бортов разрыва от плоскости разрушения приводит к образованию приоткрытой полости, которая обычно «залечивается» осадками или магматическим расплавом (дайки) [191].

Примеры разных видов раздвигов приведены на рис. 3.6 и 3.7 [10,35, 37,170].



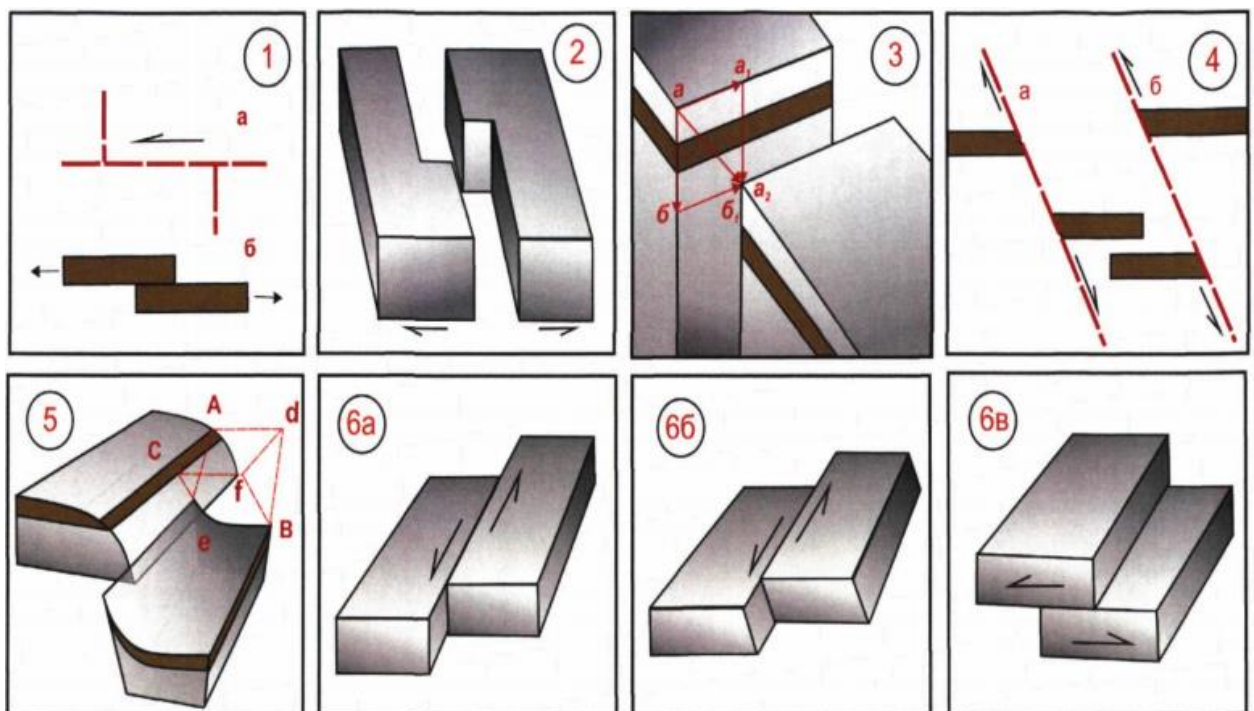
**Рис. 3.6. Поперечные схемы различных раздвигов [170];**

**а** – соотношения горизонтально залегающего горизонта при вертикальном раздвиге; **б** - то же при наклонно залегающем раздвиге; **в** - вид смещения различно наклонённых однотипных, одновозрастных даек при раздвиге; **г** - смещение тех же даек при комбинации раздвига и взброса; **А, А', В, В', С, С'** - одноименные точки, характерные для обоих смещённых блоков; **г** - истинная ширина раздвига; **h** - истинная амплитуда взброса



**Рис. 3.7. Поперечные разрезы моделей раздвигов [10, 35, 37];**

**рис. 1-7:** A-A<sub>1</sub>, B-B<sub>1</sub>, C-C<sub>1</sub> - истинная амплитуда смещения смежных блоков, L - ширина (зияние) раздвига; **рис. 8** - пример криволинейной поверхности сместителя сброса участка по радиусам



**Рис. 3.8. Сдвиги и сбросо-сдвиги [10, 35, 37];** 1а - сколовый сдвиг или сдвиг Андерсона в плане; 1б - чистый сдвиг; 2 - трансферный сдвиг; 3 - составляющие сбросо-сдвига (а → б1а2): а → б (а1 → а2) - сбросовая составляющая; а → а1 (б → б1) - сдвиговая составляющая; 4 - косые сдвиги в плане: а - правосторонний, б - левосторонний; 5 - смещение и полная амплитуда смещения блоков: загибание пластов у плоскости сместителя нарушения (волочение); ав - смещение; вс - смещение по падению; ас - смещение по простиранию; б - сдвиг: а - вертикальный; б - наклонный; в - горизонтальный

В настоящее время наиболее часто встречаемыми и наиболее обсуждаемыми в связи с нефтегазоносностью являются две системы сбросов (сбросо-сдвигов): системы параллельных ступенчатых и погружающихся к оси прогибов и впадин сбросов и структуры горизонтального сдвига в фундаменте [10].

**Подчеркнём, что в полной мере все перечисленные виды дизъюнктивных нарушений и их систем характерны для нарушений крупного масштаба, имеющих большое значение для формирования залежей УВ [170 – 174]. Чем мельче масштаб нарушения, тем заметнее упрощается его геометрия, в конечном счёте, переходя в наличие систем трещин различной раскрытости и протяжённости.**

При этом, «от разломов трещины отличаются, прежде всего, отсутствием зон брекчированных и милонитизированных пород в их полостях, и, обычно, отчётливыми, поддающимися измерению, смещениями рассекаемых ими геологических границ (контактов тел или других разрывов). Величина смещения, которая позволяла бы их разделять, никем не установлена и поэтому условна.

Трещины по условиям деформаций и морфологическим признакам, отражающим эти деформации, разделяются на два типа - трещины скола, или скалывания, и трещины отрыва. Трещины скалывания характеризуются гладкими стенками, значительной протяжённостью по простиранию и падению, измеряемой часто десятками и даже сотнями метров, иногда имеют тонкую плёнку глинок трения» [170].

## *Флюидоупоры*

Следует отметить, что в последние годы для обозначения непроницаемых негоризонтальных экранов для течения флюидов, связанных с тектоническими нарушениями, применяется термин **флюидоупоры** [2,27, 40, 55, 56].

Сам по себе этот термин не нов. Вплоть до 90-х годов XX века под термином «флюидоупоры» понимались непроницаемые породы, залегающие горизонтально выше (покрышка) и ниже проницаемых продуктивных пластов. М.К. Калинин [79] предложил квалифицировать флюидоупоры по площади их распространения в регионе. Несколько позже Э.А. Бакировым (1972) предложена классификация флюидоупоров с учётом масштаба их распространения и положения в разрезе. Классификация выполнена на основе анализа строения и распространённости слабопроницаемых пород эпипалеозойских платформ бывшего СССР и сопредельных регионов.

По выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и областей, зон нефтегазонакопления и месторождений нефти и газа Э.А. Бакиров выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры.

Региональные флюидоупоры - толщи пород, практически лишённые проницаемости и распространённые на всей территории провинции или большей её части. Примеры таких флюидоупоров - майкопские отложения (олигоцен - нижний миоцен), которые развиты на всей территории Предкавказья и альпийских передовых прогибов, а также глинистые отложения альба, распространённые в пределах Скифской и Туранской плит, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Субрегиональные флюидоупоры - толщи практически непроницаемых пород, распространённых в пределах крупных тектонических элементов I порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области. Например, соленосные отложения верхней юры Восточно-Кубанской впадины (Скифская плита) или туронские глины в Западно-Сибирской провинции.

Зональные флюидоупоры - непроницаемые толщи пород значительной мощности, распространение которых ограничивается зоной нефтегазонакопления или частью нефтегазоносной области, приуроченной к структурным элементам II порядка (валообразным поднятиям или к тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур). Примером зонального флюидоупора являются альбские глинистые отложения востока Туранской плиты.

Локальные флюидоупоры - толщи пород, распространённые в пределах одного или нескольких близко расположенных месторождений. Площадь их распространения, как правило, контролируется локальной структурой.

Вопросы классификации и методики выделения проницаемых комплексов и флюидоупоров, определённых так, как указано выше, на примере Западно-Сибирского седиментационного бассейна – были рассмотрены Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, В.П. Казариновым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, Г.Н. Перозио, Г.Э. Прозоровичем и Н.Н. Ростовцевым.

**Однако этот термин применялся только к горизонтальным или субгоризонтальным прослоям непроницаемых пород.**

**В книге [2] В.С. Славкин, помимо традиционного понимания флюидоупоров, ввёл термин «латеральные флюидоупоры», понимая под ними не горизонтальные тектонические, литологические и стратиграфические экраны различного из вышеперечисленных типов, разделяющие залежь на отдельные блоки.** Вопрос о единстве залежей, по словам В.С. Славкина, является одним из наиболее принципиальных и должен исследоваться особенно тщательно, и обязательно разрешаться – в результате специальных исследований или дополнительных объёмов геологоразведочных работ, направленных на выявление и трассирование латеральных флюидоупоров.

В работах [2, 27, 80] отмечается, что дизъюнктивные дислокации, с окружающими их узкими зонами дезинтеграции горных пород, в зависимости от развития вторичных процессов, приводящих к существенным изменениям физических свойств пород, могут являться как латеральными



флюидоупорами (т.е. непроницаемыми экранами), так и, наоборот, каналами вертикальной миграции флюидов.

Следует отметить, что в любом случае эти зоны будут служить непроницаемыми или полупроницаемыми границами, разделяющими нефтяную залежь на отдельные относительно изолированные (в той или иной степени) гидродинамические блоки.

В последние годы в работах многих отечественных и зарубежных исследователей (Н.А. Еременко [6], В.С. Славкин [2, 27, 80], и др.) отмечается, что тектоническими экранами, могут быть не только высоко- и среднеамплитудные разломы, способные за счёт смещения пород обеспечивать вывод проницаемых коллекторов по плоскости разлома на контакт с непроницаемыми разностями, но также и мало- и даже безамплитудные дизъюнктивные дислокации.

Естественно, что, определяемые именно таким образом, латеральные флюидоупоры могут оказывать существенное влияние на эффективность той или иной системы разработки, на энергетическую обстановку пласта или его участка, на динамику обводнения добывающих скважин, на коэффициенты продуктивности добывающих скважин и коэффициенты приёмистости нагнетательных скважин.

В качестве латеральных флюидоупоров могут выступать различные зоны фильтрационной неоднородности, такие, как: слабопроницаемый разлом, высокопроницаемый разлом, непроницаемый разлом, малоамплитудное нарушение, трещиноватый коридор (трещиноватая зона с проницаемостью на несколько порядков больше проницаемости пласта и шириной порядка десятков метров) и другие виды нарушений и типов прилегающих к ним зон пласта [2, 27, 80].

Однако ниже мы будем придерживаться термина **дизъюнктивные нарушения**, прежде всего, ввиду его общности. **Всё, что касается обсуждаемых ниже методов определения фильтрационной значимости дизъюнктивных нарушений, разумеется, полностью относится и к «латеральным флюидоупорам», определяемым по В.С. Славкину.**

### *Вывод по разделу*

**Проиллюстрированное выше многообразие геометрических типов и характеристик нарушений означает, что при их гидродинамическом моделировании, скорее всего, не удастся ограничиться небольшим числом простых моделей, как это часто имеет место для литологических границ, модели которых кратко описаны в Приложении.**

При этом, как представляется по литературным данным, **вопрос о систематизации и типизации моделей нарушений с гидродинамических позиций – практически не разработан.**

## 4. ВНУТРЕННЯЯ ЗОНА НАРУШЕНИЙ

### *Нарушения со значительной амплитудой*

Условно область локализации любого нарушения можно разделить на **внутреннюю** и **внешнюю** [10, 15, 21]. Вместо термина «внутренняя зона» используется также термин «зона разрыва» [191], определяемая как область, в которой проявлены связанные с основным разрывом трещины, оперяющие разрывные нарушения и содержатся продукты разрушения (тектонические брекчии, глинки трения, милониты и т.п.). Часто эти две зоны объединяют, вводя одно определение: «**зона динамического влияния нарушения (разлома)**» [171]. Под этим понимается [174] «...часть окружающего разлом во всех трёх измерениях пространства, на котором проявляются остаточные (пластические или разрывные) и упругие следы деформаций, вызванные формированием разлома и подвижками по нему».

В пределах этой зоны горные породы подвергаются различным изменениям: механическим (дробление, брекчирование, расланцевание, появление разрывов оперения), изменениям физических свойств за счёт длительности развития нарушения, петрографическим (метаморфизм), структурным (сгущение разрывов оперения, приразломная складчатость, и т.п.).

В монографии [171] дополнительно выделены структурных элементы самой зоны динамического влияния нарушения; в качестве основных приняты следующие: осевая зона (ОЗ), магистральный разлом (МГР), крылья с системой сопутствующих разрывов.

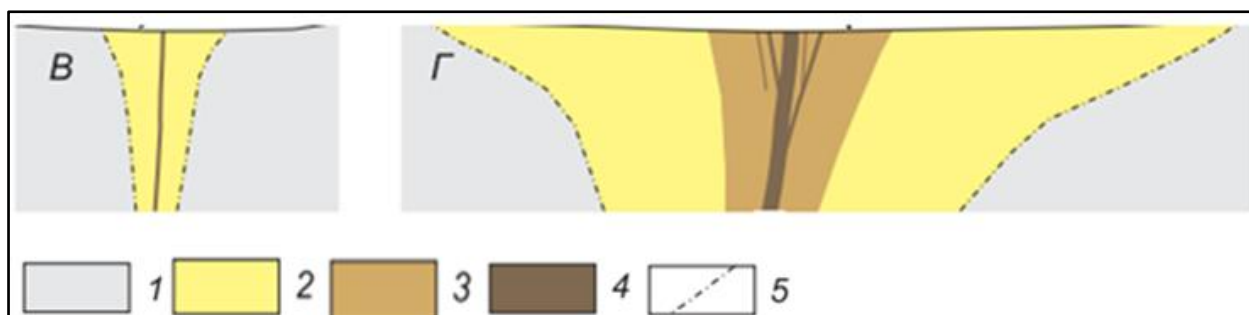
*Осевая зона* определена в монографии [171], как область максимального проявления всех приразломных изменений, которая представляет собой наиболее нарушенную часть внутриразломной области. По сути, определённая таким образом осевая зона, близка к зонам, определяемым как «зона разрыва» и «внутренняя зона».

*Магистральным разломом* в монографии [171] называется центральная часть осевой зоны, представляющая собой зону максимальной дифференциации структурных и вещественных характеристик. Согласно автору монографии [171], при отображении нарушений (разрывов) на карту наносится именно магистральный разлом, и опускаются детали строения зоны динамического влияния нарушения (разлома).

**Магистральный разлом в зонах растяжения представлен сбросом, в зонах сдвига – сдвигом, а в зонах сжатия – взбросом, обычно переходящим вблизи поверхности в надвиг [174].**

Указанную зональность можно проиллюстрировать рисунком из работы [172] (с точностью до различия в терминологии, которая, в целом, не устоялась). Фактически, зона 1 на рис. 4.1 – практически ненарушенный массив пород; зона 2 – внешняя зона нарушения, зона 3 и 4 – внутренняя зона

нарушения или осевая зона, зона 4 – зона магистрального разлома; совокупность зон 2 – 4 есть зона динамического влияния нарушения.



**Рис. 4.1. Трещинные сети в зоне мелкого и крупного разлома [172];**

**В, Г – модель внутреннего строения мелкой (В) и крупной (Г) разломной зоны в разрезе;**

**1– слабонарушенный породный массив; 2–4 – главные элементы строения зоны динамического влияния разлома: 2 – периферийная подзона парагенетически связанных трещин (внешняя зона); 3 и 4 – части осевой зоны; 3 – подзона разрывов 2-го порядка и повышенной трещиноватости (damage zone), 4– зона магистрального разлома (fault core); 5 – внешняя граница зоны динамического влияния разлома**

**Отметим, что, согласно работе [172], зона 2 характеризуется системной сетью трещин, а в зоне 3 система трещин – хаотичная.**

**Для упрощения в дальнейшем будет рассматривать более схематизированное строение разлома, с выделением двух зон: внутренней и внешней.**

Вопрос о формировании свойств внутренней зоны нарушения более всего рассмотрен для нарушений значительной амплитуды, при образовании которых происходит заметное относительное перемещение пород по обе стороны от нарушения.

В плоскости сместителя, при смещении пород происходит интенсивное перетиравание, раздавливание, уплотнение и преобразование их физико-химических свойств за счёт резкого и кратковременного роста температуры и давлений, образующихся в результате трения пород [14, 35, 37, 171]. За счёт резкого изменения плотности, а также механо-химической и температурной активации – в породах, приуроченных к самой плоскости нарушения, происходят структурные, текстурные и вещественные преобразования органо-минеральных веществ (растворение под давлением, кристаллизация минеральных форм, рост минералогической плотности и т. д.), которые и создают и укрепляют (с каждой новой подвижкой по разрыву) экранирующие свойства плоскости сместителя нарушения [35, 37]. Кроме того, при многократных смещениях в плоскости сместителя сравнительно пологих региональных субмеридиональных сбросов, имеющих азимут падения плоскости сместителя сбросов в сторону депрессионной части впадины, образуются **зоны дробления пород** [35, 37].

Как правило, полость зоны дробления заполнена обломками разрушенных и перетёртых пород со стороны движущегося блока, и,

соответственно, примыкающие к плоскости сместителя нарушения зоны дробления пород обладают высокой проницаемостью (иногда даже утверждается, что «сверхпроводимостью») [14, 35, 37]. При этом часто фиксируется появление разнонаправленных (преимущественно вертикальных) трещин, выполненных кальцитом, доломитом и глинистым веществом [35].

Как результат указанных выше процессов, составляющими внутренней части разлома являются [21]: глина, затянута в нарушение при формировании разлома; глина трения; поверхности скольжения; линзы песчаника; брекчия; катаклазиты, т.е. породы, возникающие в результате процессов механического метаморфизма, характеризующиеся деформацией кристаллических решёток минералов и механической раздробленностью, и т.п.

На рис. 4.2 показан пример подобного заполнения разлома Ваба на Синае и способ примерного учёта структуры внутренней части проводящего разлома при компьютерном моделировании течения флюидов по разлому на стадии формирования залежей УВ. На рисунке видна одна большая линза и четыре меньшего размера – ниже по разлому.

При компьютерном моделировании во внутренней структуре разлома из всех компонент, заполняющих внутреннюю часть разлома, учитывалось только две: наличие глины и линз песчаника.

**Варьировались пять параметров, которые считались наиболее важными для определения характера течения по разлому и фильтрационных параметров внутренней зоны:**

- доля линз песчаника,
- связь между линзами и неразрушенной породой,
- проницаемость линз,
- параметры стохастического распределения линз,
- проницаемость пород.

Нарушение структуры пород под действием тектонических напряжений и движений сопровождается ломкой, деформацией, растиранием зёрен - **катаклизом**. Результатом этого является значительное уменьшение размера зёрен в магистральной зоне нарушения и более плотная их упаковка [6, 26, 75].

За счёт физико-химических процессов и перетирания зёрен непосредственно в зоне магистрального разлома проницаемость и пористость могут падать почти до нуля. Радиус поровых каналов может быть менее 0,001 мм, проницаемость может уменьшаться на 4 порядка от значений в высокопористых песчаниках, даже при смещении пород в несколько сантиметров [7].

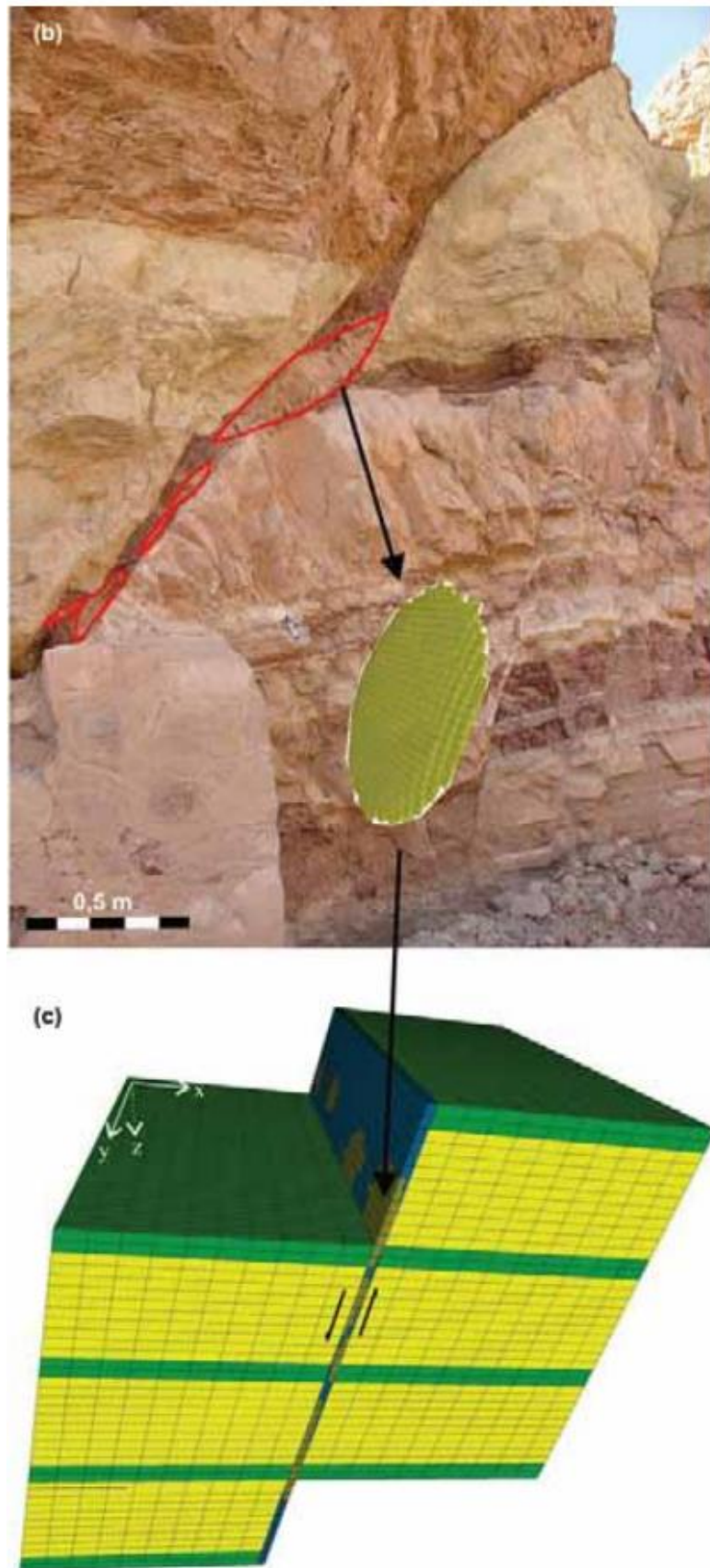


Рис. 4.2. Структура внутренней части разлома Ваба на Синае и способ учёта внутренней части разлома при моделировании [21]

Второй механизм - **внедрение («затягивание») глины** в зону магистрального разлома [7, 75]. В этой зоне появляется тонкий глинистый прослой, который расположен между приподнятым и опущенным крыльями материнского пласта, рис. 4.3. При толщине материнского пласта в 5 м максимальная толщина глинистого прослоя, по ряду оценок, составляет около 0,5 м [26].

Уменьшение проницаемости зон магистральных разломов может происходить также вследствие упомянутых выше **диагенетических преобразований пород** в зоне разлома [75], в том числе - за счёт миграции флюидов, вызывающей карбонатизацию, озокеритизацию и глинизацию компонент внутренней части нарушения [2].



Рис. 4.3. Внедрение глин в плоскость нарушения [26]

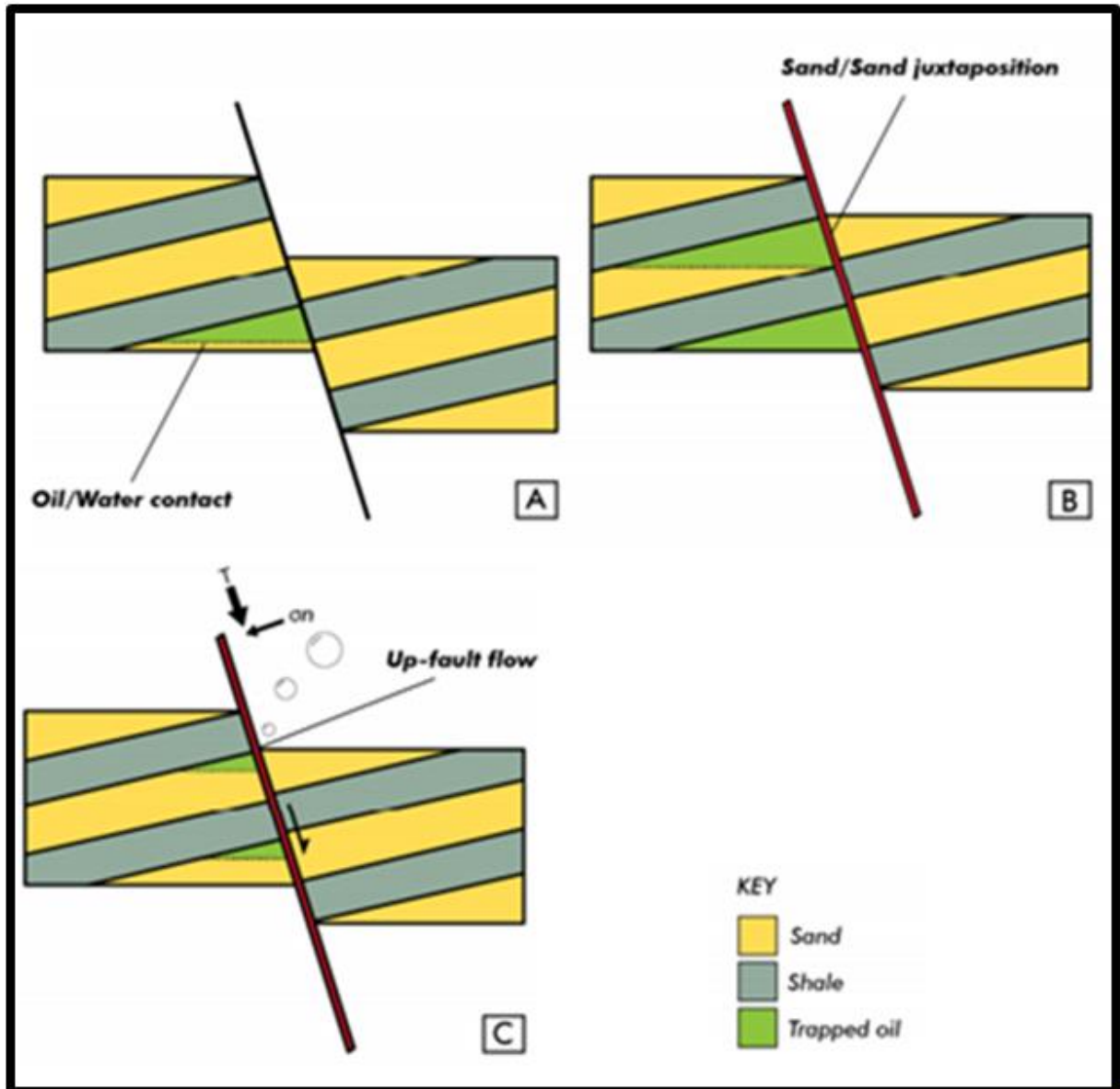
Поскольку в большинстве случаев экранирующая способность нарушения обусловлена смещением пород и соседством проницаемых и непроницаемых прослоев по обе стороны от нарушения, то определяют три категории экранирующей способности нарушений, рис. 4.4 [22].

Первая – отсутствие проницаемости вдоль нарушения, наличие значительных смещений пластов и контакт проницаемых пластов с одной стороны нарушения с непроницаемыми пластами с другой стороны нарушения, рис. 4.4, А.

Вторая – наличие проницаемости внутренней зоны нарушения и перетока вдоль него, независимо от амплитуды смещения, рис. 4.4, В.

Третья – характеризуется соотношением напряжений, тангенциальных и нормальных к плоскости нарушения; оно определяет возможность активации нарушения, которое первоначально было экраном, при новых механических

воздействиях на массив пород и, соответственно, появление возможности течения жидкости по нему (рис.4.4, С). Третья категория важна при исследовании роли нарушения в процессе миграции флюидов и формирования нефтяных залежей. В процессе разработки такие явления могут возникать лишь в небольшом числе случаев (если вообще возникают), поэтому обычно ограничиваются рассмотрением только первых двух категорий экранирующей способности нарушений.



**Рис. 4.4.** Три категории анализа экранирующей способности нарушений [22]; А – анализ смещения границ пластов, В – анализ проницаемости внутренней зоны нарушения, С – анализ отношения напряжений, тангенциальных и нормальных к плоскости нарушения, для выявления возможности активации и возможности активации нарушения, которое было экраном, с появлением возможности течения жидкости по нему

Соответственно, в терригенных породах экранирующую способность нарушений приблизительно оценивают по доле глины в магистральной зоне нарушения (так называемый, коэффициент SGR) [7, 22, 160, 161, 162, 163].

При этом исходят из предположения, что доля глины внутри нарушения будет такой же, какая отмечается в разрезе, который проскользил мимо данной глубинной отметки при формировании нарушения, рис. 4.5.

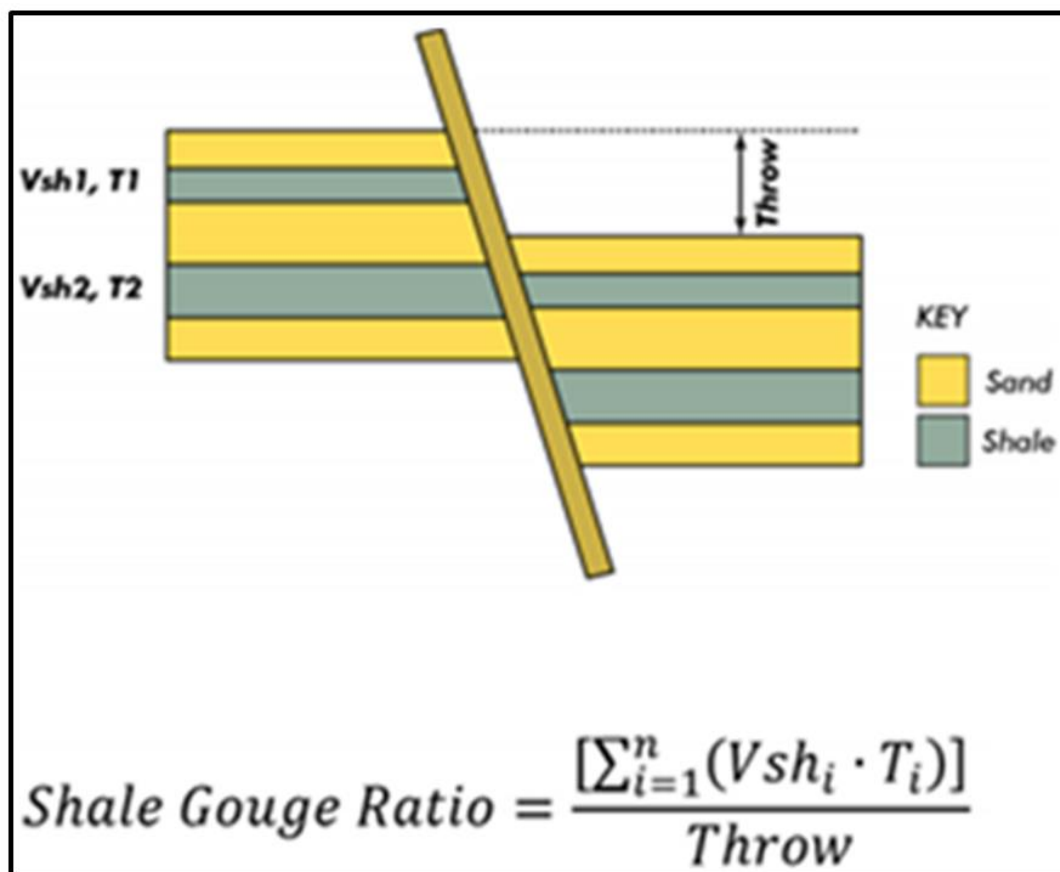


Рис. 4.5. Определение коэффициента SGR, используемого для оценки экранирующей способности нарушения [7, 22] в песчано-глинистом разрезе; толщина слоёв  $T_i$ , объёмное содержание глины  $Vsh_i$ ;  $\text{Throw}$  - амплитуда сброса

Величину SGR оценивают по данным ГИС скважин, соседних с нарушением, с учётом данных картирования пластов между скважиной и нарушением. Обычно полагают, что при  $\text{SGR} > 15 - 20\%$  – нарушение является экраном, а при меньших величинах этого коэффициента – может пропускать через себя жидкость [7]. Однако в зависимости от геологических условий этот порог может быть и выше. Например, в работе [38] для участка Xingbei месторождения Daqing это минимальное значение оказалось равным 35%.

В работах [160, 161, 162] на основании применения данной методики были получены следующие эмпирические результаты:

- нарушения непроницаемы при смещении более чем на 6 м;
- нарушения полупроницаемы при смещении от 2 до 6 м;
- нарушения полностью проницаемы при смещении менее 2 м.



Полученный результат автор работы [160] объясняет тем, что, чем больше амплитуда нарушения, тем сильнее сила трения между соприкасающимися поверхностями при образовании нарушения, а, следовательно, тем больше толщина слоя глины, внедрившейся в нарушение, рис. 4.3, или образовавшейся в результате трения друг о друга твёрдых пород, контактирующих по плоскости сместителя. Соответственно, тем менее проницаемо нарушение.

В работе [162] по величине SGR оценена средняя эффективная проницаемость разломов на Кошильской площади, которая составила 0,9 мД, а для Ломового месторождения – 5,9 мД.

**Следует отметить, что современные технологии, позволяющие выявлять и картировать дизъюнктивные нарушения (смотри п.9), не позволяют на конкретном объекте определить, являются ли нарушения экранами, или каналами вертикальной миграции УВ, или же дизъюнктивные дислокации вообще не играют особой роли, в том числе - в сегодняшнем распределении в пространстве скоплений УВ [26].**

В этой связи, характерно замечание, приведённое в монографии [173]: «. . . решения об экранирующих свойствах нарушений, основанные только лишь на соотношениях амплитуд нарушений с мощностями пересекаемых ими продуктивных толщ, часто оказываются некорректными. Как показано в ряде работ, тонкослоистое строение продуктивных горизонтов часто обуславливает экранирующую способность нарушения даже весьма малой амплитуды (существенно меньшей мощности продуктивной толщи)».

При этом на одном и том же месторождении могут встречаться совершенно различные по фильтрационной значимости нарушения. Например, на Степном месторождении в зависимости от генетической природы разломов, они играют различную роль в миграции флюидов: могут представлять собой непроницаемый для флюидов экран, либо, напротив, зону повышенной фильтрации вдоль разлома по системе трещин или по зоне брекчированных пород [36]. В частности, при рассмотрении Алексеевского месторождения было установлено, что **поперечные крутопадающие (диагональные) сбросы являются экранами, тогда как зоны дробления пологих продольных (субмеридиональных) сбросов - проводниками для вертикальной миграции углеводородов [10].**

### *Малоамплитудные нарушения*

Экранирование частей залежей за счёт дизъюнктивных нарушений осуществляется часто не за счёт образования контакта проницаемых и непроницаемых пластов, возникшего из-за смещения разрезов по разные стороны нарушения, а ввиду прогнозируемого **образования узких зон уплотнённых пород вдоль плоскости тектонического нарушения в его осевой зоне.** Если такой механизм имеет место, то непроницаемый экран

может образовываться и при очень малой амплитуде смещения, меньшей предела разрешения современной сейсмоки (менее 10 м) [8, 15]. (Этот вопрос несколько подробнее рассмотрен ниже в п.9).

Появление **непроницаемых экранов, даже при незначительной амплитуде смещения разрезом по разные стороны нарушения,** связано также и с различными вторичными процессами преобразования пород, которые вызваны появлением и динамикой развития нарушения. Они существуют при любой амплитуде нарушения, и вкратце сводятся к следующим [6, 7, 8, 22]:

- дробление зёрен,
- пластические деформации зёрен,
- вторичное минералообразование,
- озокеритизация,
- «затекание» глин,
- другие процессы.

### *Зоны дробления в осевой зоне нарушений*

В осевой зоне нарушений (сбросов) на нефтегазоносных объектах Западной Сибири по результатам исследований керна обнаружено наличие сильной трещиноватости, вплоть до дробления, рис. 4.6 и 4.7.



**Рис. 4.6. Интенсивная раздробленность и трещиноватость пород, прилегающих к сбросу [15, 159]; скв.191 Ватьеганского месторождения; слой 7; пласт ЮВ<sub>1</sub>; интервал 2886,33 – 2886,77 м; аргиллиты, алевролиты с фрагментами зеркал скольжения**



**Рис. 4.7. Присбросовая вертикальная раздробленность и трещиноватость пород [15, 159]; скв.168Р Ватьеганского месторождения**

Как указано в работе [15], наличие трещиноватой зоны пласта, прилегающей к нарушению, «устанавливается также по ориентировке обломков пород в брекчии трения, расположению сланцеватости и кливажа в зоне сместителя, углу, составленному поверхностями кливажа и плоскостью сместителя сброса.

Рубцовые (перистые) трещины отрыва открыты в сторону смещения блока, а трещины скола составляют острые углы со сместителем, который открыт в сторону смещения блока. При этом фрагменты пород разобщены, на отдельных фрагментах видны зеркала скольжения. Керн, извлечённый в скважине 191, характеризует, по всей видимости, зону контакта пласта с зоной дробления пород и представлен интенсивно раздробленными аргиллитами и алевролитами, рис. 4.6. Трещины открытые и заполнены перетёртым, неотсортированным и неокатанным материалом.

Характерно раздробление отдельных зёрен («грануляция»), что приводит к возникновению «бетонной» структуры (среди мелкодробленного материала сохраняются более крупные угловатые или округлые зёрна). При исследовании тонких шлифов в поляризационном свете – наблюдается «волнистое угасание» кристаллов кварца и плагиоклаза, в виде растрескивания обломочного материала, изгибания двойниковых швов, образования двойников скольжения вплоть до развальцевания зёрен по двойниковым швам.

Керн, извлечённый из скв. 168Р, также приходится на присбросовую зону (рис. 4.7): хрупкие и крепкие аргиллиты, алевролиты и песчаники разрушены до размерности дресвы и щебня. Во всех образцах этой зоны порода покрыта сетью разнонаправленных трещин».

### *Анизотропия проницаемости во внутренней зоне нарушения*

Если, как это в большинстве случаев предполагается, нарушение образовано при движении блоков пород по обе стороны от плоскости сместителя в вертикальном или субвертикальном направлении, то, в принципе, можно ожидать анизотропии проницаемости во внутренней зоне дизъюнктивного нарушения, ввиду, например, ориентировки песчаных линз или кусков брекчии в направлении движения.

Такие внутренние зоны нарушения рассматривались в ряде работ. Так, в статье [23] рассмотрена модельная задача о разработке залежи высоковязкой нефти с однородным по проницаемости коллектором, осложнённым двумя параллельными разломами. Пористость коллектора 0,12; проницаемость матрицы  $0,2 \text{ мкм}^2$ , проницаемость самого разлома в вертикальном направлении и в направлении распространения разлома равна –  $20 \text{ мкм}^2$ , а между сторонами разлома проницаемость совпадает с матричной.

## *Роль пластических деформаций*

По большей части образование нарушения представляют как смещение одного блока породы относительно другого вдоль некоторой поверхности, по которой произошёл разрыв сплошности. Такие дизъюнктивные нарушения называются хрупкими [19]. В то же время, деформации, вызванные перемещением блоков, могут быть распределены в некоторой зоне и характеризоваться утончением слоёв или их интенсивной складчатостью без разрыва сплошности [19]. В этом случае нарушения называются вязкими или пластическими, а соответствующие зоны — зонами смятия [19, 82].

В работе [6] также утверждается, что "проницаемость и пористость в зоне разрывных дислокаций зависят от условий и степени её заполнения при перекристаллизации и вторичной цементации. **В центральной части нарушения образуется зона упругих деформаций (скол, смещение), далее отмечается зона пластических деформаций**". Ширина этой зоны может составлять десятки - первые сотни метров [6].

При образовании дизъюнктивного нарушения пластические деформации формируются даже при небольшой нагрузке на пласт, в виде утонения пластов в местах изгиба, при этом наблюдается перестройка внутренней структуры пласта, а в породах образуются микротрещины [6, 26]. Дальнейшее существование тектонических напряжений может привести к образованию разлома.

### *Выводы по разделу*

Для методики ГДИС, проводимых с целью определения фильтрационной структуры и параметров дизъюнктивных нарушений, из изложенного материала можно сделать следующие выводы:

- при интерпретации гидродинамических исследований необходимо учитывать наличие нескольких различных зон во внутренней части нарушений – магистрального разлома и примыкающей к нему осевой зоны;
- проницаемости обеих этих зон, в принципе, могут быть равны и нулю, и в 100 и более раз превосходить проницаемость самих продуктивных пластов в районе локализации нарушения;
- в случае крупных разломов осевая зона, примыкающая к магистральному разлому, может быть зоной дробления с высокой и сверхвысокой проницаемостью;
- в случае разломов меньшей протяжённости осевая зона может просто иметь повышенную трещиноватость, но при этом, в свою очередь, может иметь структуру и состоять из отдельных

структурных элементов – деструктивных полей с повышенной трещиноватостью;

- в случае крупных разломов такую структуру может иметь часть внешней зоны, примыкающая к осевой зоне;
- величины коэффициентов сжимаемости и пьезопроводности среды, составляющей внутреннюю зону нарушения, будут существенно отличаться от пластовых значений;
- параметры внутренней зоны нарушения могут иметь значительную анизотропию перпендикулярно и параллельно плоскости сместителя.

Эти особенности необходимо учитывать при интерпретации данных ГДИС, проводимых с целью установления фильтрационной структуры нарушения и его параметров.

## 5. ВНЕШНЯЯ ЗОНА НАРУШЕНИЙ

Согласно современным представлениям, в зоне пласта, примыкающей к осевой зоне дизъюнктивного нарушения, формируется трещиноватость разной ориентации, с последовательно убывающей плотностью вторичных трещин в направлении, ортогональном плоскости сместителя.

В качестве простейшего примера приведём распределение плотности сопутствующих разрывов в палеозойских толщах Тянь-Шаня [171], рис. 5.1.

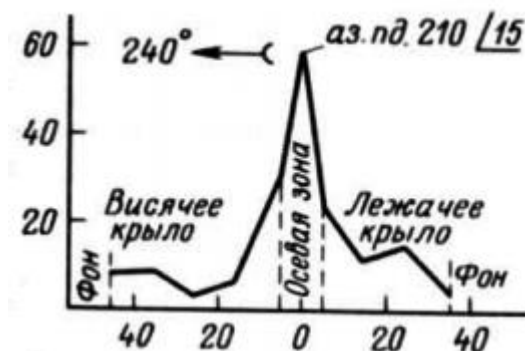


Рис. 5.1. Пример одного из видов распределения плотности сопутствующих разрывов в палеозойских толщах Тянь-Шаня [171]; по оси ординат плотность сопутствующих разрывов в усл. ед.

Причём наличие трещиноватости в примыкающих к нарушению зонах пласта характерно не только для крупных региональных нарушений, но и для относительно небольших по протяжённости [171]. Например, на рис. 5.2 приведена схема структуры зоны динамического влияния сравнительно мало протяжённых трещин в архейских толщах Западного Прибайкалья [171], а на рис. 5.3 – в палеозойской толще Южного Тянь-Шаня [171].

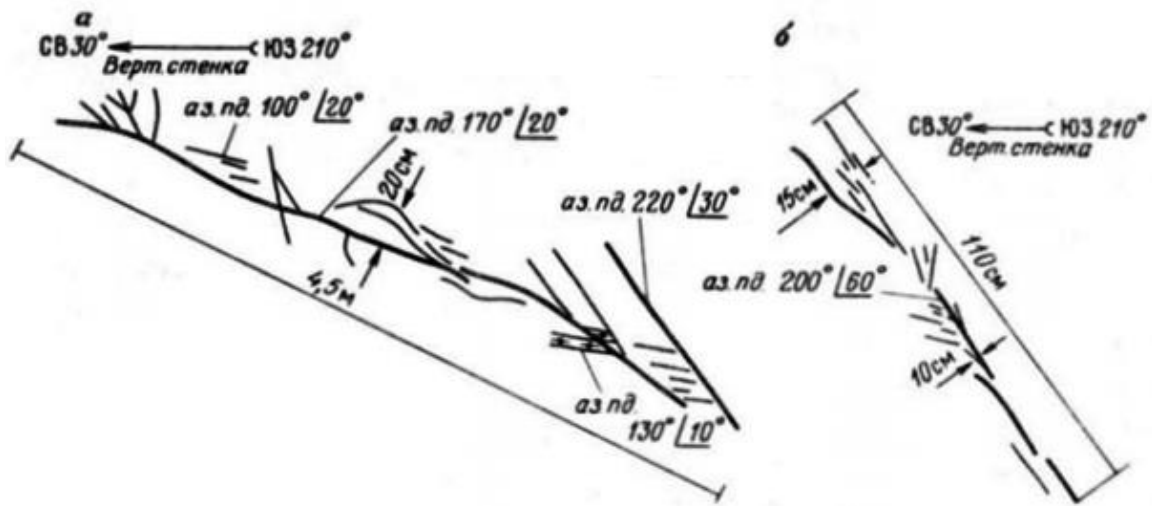


Рис. 5.2. Строение зон динамического влияния мелких трещин в архейских толщах Западного Прибайкалья; а – магистральная трещина, завершившая своё формирование, б – магистральная трещина в стадии активного роста [171]

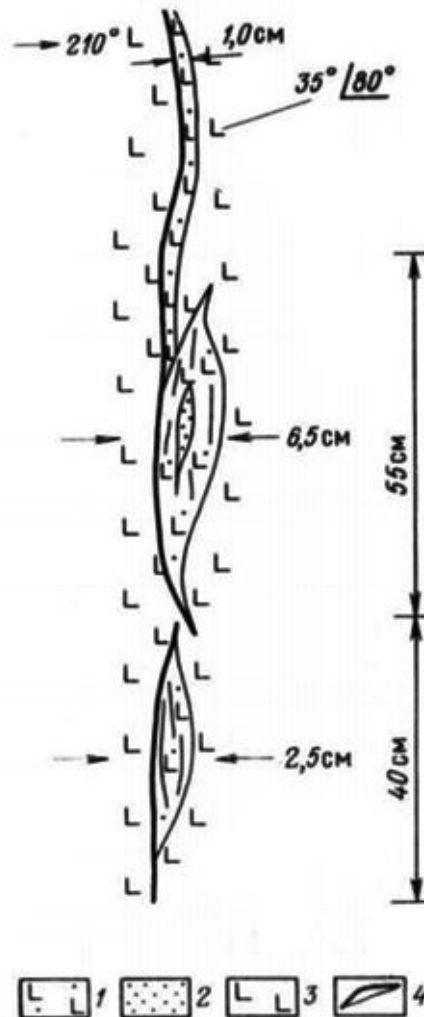


Рис. 5.3. Строение зоны динамического влияния трещины в палеозойской толще Южного Тянь-Шаня (магистральная трещина и мелкие деструктивные поля со вторичной переработкой пород);

1 – участки интенсивной переработки диабазов, 2 – трещиноватые линзы, 3 – неизменённые диабазы, 4 – границы деструктивного поля (жирной чертой показано

Как отмечено в монографии [174] **«обычно отмечается равномерное увеличение плотности трещин по мере приближения к сместителю со стороны крыльев, хотя более точные измерения свидетельствуют об экспоненциальном законе в характере поперечных вариаций данного параметра. В то же время из рудной геологии, а также целенаправленных исследований вблизи обычных и сейсмогенных разломов, известно, что в подавляющем большинстве случаев более раздробленным является одно из крыльев разлома – подвижное (обычно это висячее крыло), где зона характеризуется наибольшими величинами ширины и густоты трещин».**

### *Структура части внешней зоны нарушений, примыкающей к осевой зоне*

Примыкающая к осевой зоне часть внешней зоны нарушения имеет свою структуру. Вдоль направления сместителя располагаются **деструктивные зоны**, обладающие повышенной плотностью трещин. Согласно данным, приведённым в работе [174], «продольные вариации плотности приразломных трещин изучены значительно меньше поперечных, что связано с большой трудоёмкостью исследований подобного типа, осложняющихся, как правило, неравноценной доступностью разных участков зоны динамического влияния разлома для непосредственных наблюдений. **Однако работы локального масштаба свидетельствуют о существовании неравномерности в продольном распределении общей густоты трещин: сместитель тектонического нарушения обычно трассируется цепочкой максимумов рассматриваемого параметра».**

Как видно из рис. 5.2 и 5.3, часть внешней зоны, примыкающая к осевой зоне (а в ряде случаев и часть осевой зоны, примыкающая к магистральному разлому), действительно состоит, в свою очередь, из отдельных структурных элементов – деструктивных полей с повышенной трещиноватостью.

Эти трещины возникают уже после образования сместителя, за счёт повышения напряжений в крыльях при их трении в процессе смещения [174]. **Они распространяются по обе стороны от сместителя в полосе, ширина которой напрямую связана с длиной магистрального разлома.** Густота оперяющих трещин при удалении от сместителя уменьшается постепенно. Вдоль простираения магистрального разлома оперяющие трещины образуют овальные участки повышенной трещиноватости, причём распределение этих участков характеризуется большей неравномерностью – в связи с приуроченностью максимумов трещиноватости к неровностям плоскости сместителя [174].

Распределение и ориентировка оперяющих трещин характеризуются крайней неоднородностью и зависят от ряда факторов, среди которых

определяющими являются: местоположение, форма и тип тормозящей скольжение неоднородности на плоскости сместителя.

**Подчеркнём, что эти исследования и результаты касаются крупных разломов в не осадочных породах. Их уточнение для нефтеносных отложений осадочного чехла, с другими механическими параметрами пород, с меньшей протяжённостью магистральных разломов – требует специального рассмотрения.**

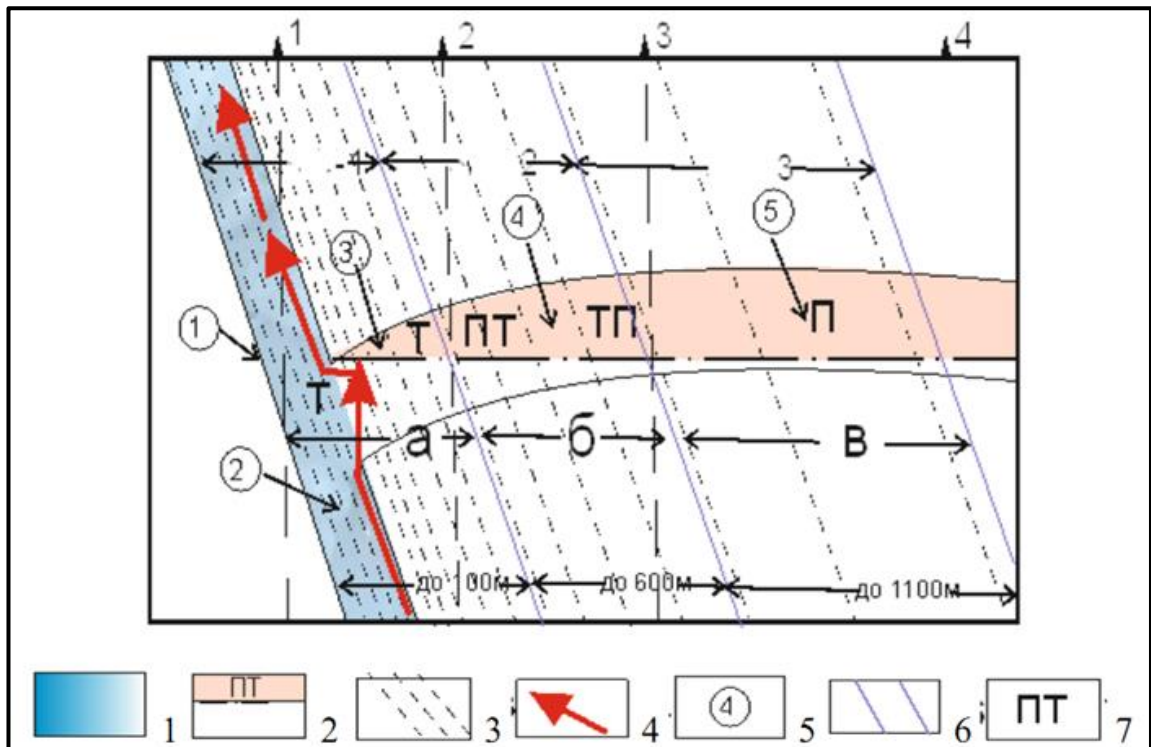
### *Зональность внешней зоны нарушений на нефтегазоносных объектах*

Однако исследователи-нефтяники в последние десятилетия независимо приходят к выводу о наличии сложной структуры зон пласта, примыкающих к нарушениям, т.е. входящим в зону динамического влияния нарушения [2, 15, 24, 25, 27, 35, 46, 47, 49, 50, 51, 85].

Утверждается, что на месторождениях Западной Сибири, в случае наличия крупномасштабных нарушений, при приближении к плоскости сместителя с расстояний от 1100 м до этой плоскости – закономерно уменьшаются фильтрационно-ёмкостные свойства и плотность пород, и в том же направлении – увеличивается трещиноватость пород и продуктивность скважин [24]. Многими исследователями с этим явлением связывается высокая и повышенная продуктивность скважин в прилегающих к нарушениям зонах пластов на месторождениях Западной Сибири и других регионов: по направлению к нарушению растёт продуктивность скважин [2, 15, 24, 25, 27, 35, 46, 47, 49, 50, 51, 85].

В результате, в зависимости от ширины пространства между дизъюнктивными нарушениями, установлена последовательность трёх зон с разной величиной продуктивности скважин и величиной КИН (зоны **а**, **б**, **в**, рис. 5.4). Максимальная трещиноватость – формируется в зоне дробления пород и в максимальной близости от плоскости сместителя (для достаточно крупных нарушений - от 0 до 100 м, зона **а**, рис.5.4). Далее трещиноватость убывает, но остаётся относительно высокой в интервале расстояния от 100 до 600 м (зона **б**, рис. 5.4), и постепенно становится минимальной с приближением к отметке 1100 м (зона **в**, рис. 5.4) [24].





**Рис. 5.4. Типы коллекторов продуктивного пласта и интервалы различной продуктивности скважин в присбросовой области в зависимости от расстояния до плоскости сместителя сбросо-сдвига [15];**

1 – зона дробления пород в плоскости сместителя нарушения; 2 – типы коллекторов: Т – трещинный, ПТ – порово-трещинный; ТП – трещинно-поровый; П – поровый; 3 – присбросовая вертикальная трещиноватость пород; 4 – направление движения и поступления в залежь пластовых флюидов; 5 – место взятия образцов керна; а, б, в – соответственно, первая (ЗУП-1), вторая (ЗУП-2), третья (ЗУП-3) зоны разной продуктивности; 6 – границы областей ЗУП; 7 – тип коллектора

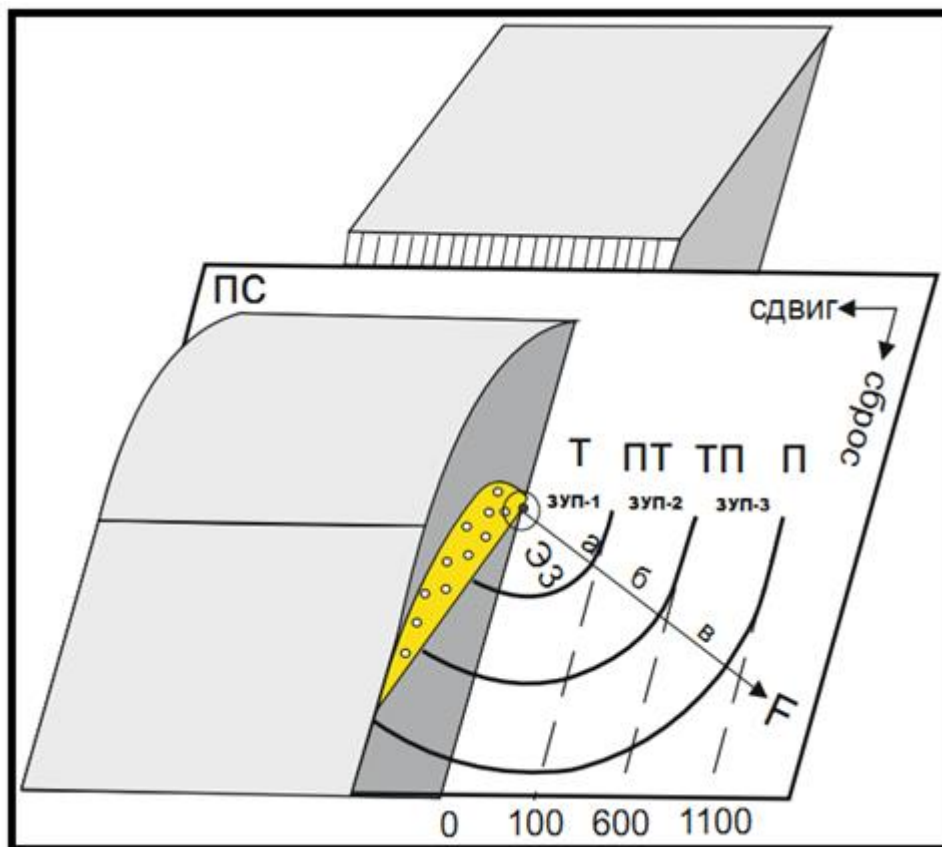
Механизм появления указанной зональности иллюстрируется на рис.5.5, на котором показана модель сбросо - сдвиговой подвижки, очага ударных волн и сейсмических колебаний, зон уплотнения пород [15]. По направлению распространения ударных волн и сейсмических колебаний (F) в соответствующих зонах уплотнения пород (ЗУП) формируются различные типы коллекторов и области различной продуктивности пласта (а, б, в) [24, 35].

Следует отметить, что, согласно данным, приведённым в работе [15], на природных обнажениях и в шахтных выработках основных угольных бассейнов, установлено, что вблизи разрывных нарушений отмечается устойчивое, с закономерной направленностью, изменение горно-геологических факторов[15]. В лежащем крыле по направлению к плоскости сместителя нарушения (начиная с 10 м) наблюдается тенденция к увеличению пористости (от 22,4 до 23,4 %), а в висячем крыле – к уменьшению пористости аргиллитов и алевролитов (от 21,3 до 19,1 %). Соответственно, обратная зависимость характерна для величины объёмной массы породы (в пределах от 2,13 до  $2,27 \cdot 10^3$  кг/см<sup>3</sup>).

Установлено, что в висячем крыле аргиллиты испытывают уплотнение.

При удалении от плоскости сместителя нарушения различия в свойствах пород сглаживаются до фоновых по пласту (пористость 21,6 %) [35].

На изменение фильтрационно - ёмкостных свойств коллекторов в приразломных зонах обращалось внимание и на нефтегазоносных объектах [15]. Изучение сбросов Западной Сибири на материале нефтяных и газовых месторождений показало, что **вдоль плоскости сместителей нарушений могут формироваться узкие зоны уплотнённых пород** [81].



**Рис. 5.5. Схема сбросо-сдвиговой подвижки, очага ударных волн и сейсмических колебаний и зон уплотнения пород [15, 159];**

типы коллекторов: **Т** – трещинный; **ПТ** – порово-трещинный; **ТП** – трещинно-поровый; **П** – поровый; **пунктир** – присбросовая вертикальная трещиноватость пород; **F** – направление ударных волн и сейсмических колебаний; **а, б, в** – соответственно, первый, второй, третий ряды продуктивности; **ЗУП** – зоны уплотнения пород; **ПС** – воображаемая плоскость сместителя; **ЭЗ** – эпицентр землетрясения

Как указано выше, изучение пород во внешней зоне нарушений на Ватьёганском месторождении – позволило установить, что изменения пород носят зональный характер с различной структурой пустотного пространства коллектора в разных зонах, рис. 5.4.

Согласно литературным данным, приведённым в работе [15], на керновом материале Прибортового месторождения установлено, что трещины во внешней зоне нарушений – преимущественно вертикальные (вторичные и генетически связаны с формированием сброса), а на расстоянии

более 600 м трещины уже преимущественно горизонтальные (первичные, седиментационные) и влияние вторичных трещин минимально.

Результаты исследования образцов пород (обнажения, шахтные выработки, скважины) также свидетельствуют об изменении ФЕС пород по мере приближения к дизъюнктивному нарушению. В этом направлении увеличивается плотность трещин на единицу объёма продуктивного пласта, но снижается пористость. Оптимальное сочетание трещин и пор достигается во второй зоне уплотнения пород (ряд **б**, рис. 5.4 и 5.5), что, как считается, обеспечивает устойчивую работу скважин и максимальный КИН в пласте ЮВ<sup>1</sup> Ватьеганского месторождения на рассмотренном участке [15].

Следует отметить наличие трещиноватых зон на концах магистрального разлома [174]. Например, на рис. 5.6 показано несколько вариантов таких трещинных образований [174].

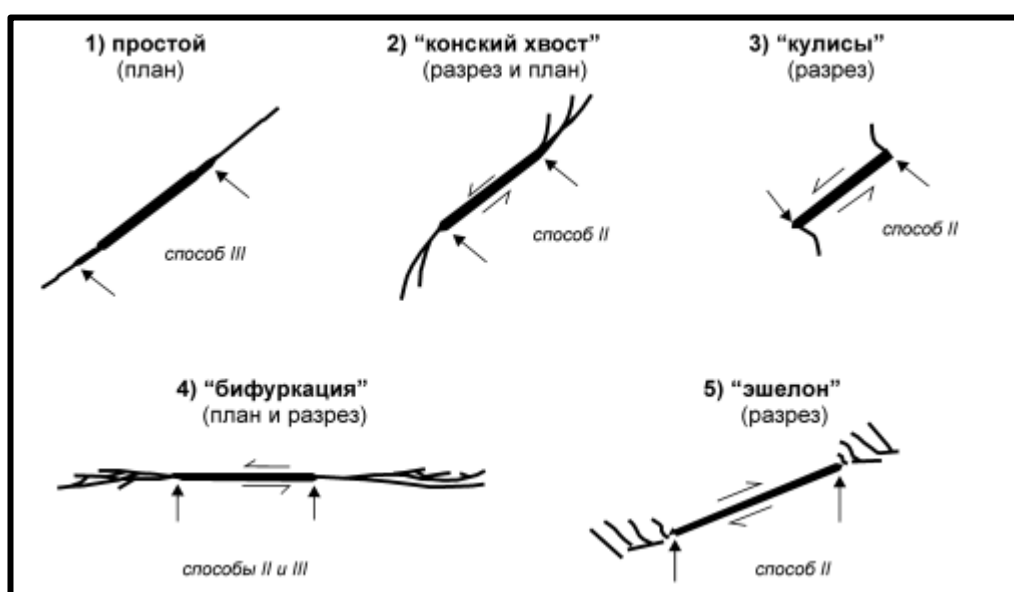


Рис. 5.6. Разновидности разрывов 2-го порядка у окончаний разломов 1-го порядка, развивающихся при скалывании, по обобщённым данным для природных разломов [174]

Как отмечено в работе [174], иногда, в результате процесса образования вторичных разрывов, вблизи сместителя нарушения могут образовываться пояса трещиноватости, представляющие собой совокупности плоскостей, линии пересечения которых имеют одинаковую ориентировку в пространстве. Выделяют три варианта их пространственного положения [174]: 1) образованные трещинами, которые параллельны лежащей в плоскости разлома нормали к линии скольжения, 2) образованные трещинами, параллельными нормали к плоскости разлома, 3) пояса, образованные трещинами, параллельными линии скольжения [174].

Однако, насколько можно судить по литературным данным, наличие таких «поясов» характерно для крупных нарушений и пород

**фундамента. Вопрос об их существовании на нефтегазоносных объектах осадочного чехла – видимо, пока мало исследован.**

Таким образом, если рассматривать сброс в поперечном сечении, то окажется, что он представляет собой сложную систему препятствий и проводящих путей для УВ, и понятие "экран" в данном случае является собирательным и не вполне корректным термином [15, 24, 35].

### *Характер систем возникающих трещин*

Для решения вопросов, возникающих при проектировании и моделировании разработки, весьма важно направление трещиноватости в зоне динамического влияния нарушения. Согласно данным работы [174], вблизи сместителей нарушений, разного морфогенетического типа и ранга, локальные объёмы горных пород в большинстве случаев разрушаются с образованием трёх примерно перпендикулярных систем трещин. Две из них (наиболее интенсивная – главная и наименее интенсивная – второстепенная), вблизи сбросов и взбросов (надвигов) по простиранию параллельны плоскостям сместителей. У сдвигов – это две системы вертикальных разрывов, одна из которых также совпадает с простиранием разломной зоны. Третья (дополнительная) система, занимает вблизи сбросов и взбросов (надвигов) вертикальное, а вблизи сдвигов – горизонтальное положение.

**Из этого факта следует, что трещиноватость (а, следовательно, и проницаемость, и пьезопроводность) пород во внешней зоне нарушения будет характеризоваться той или иной степенью анизотропии, что следует учесть при моделировании ГДИС.**

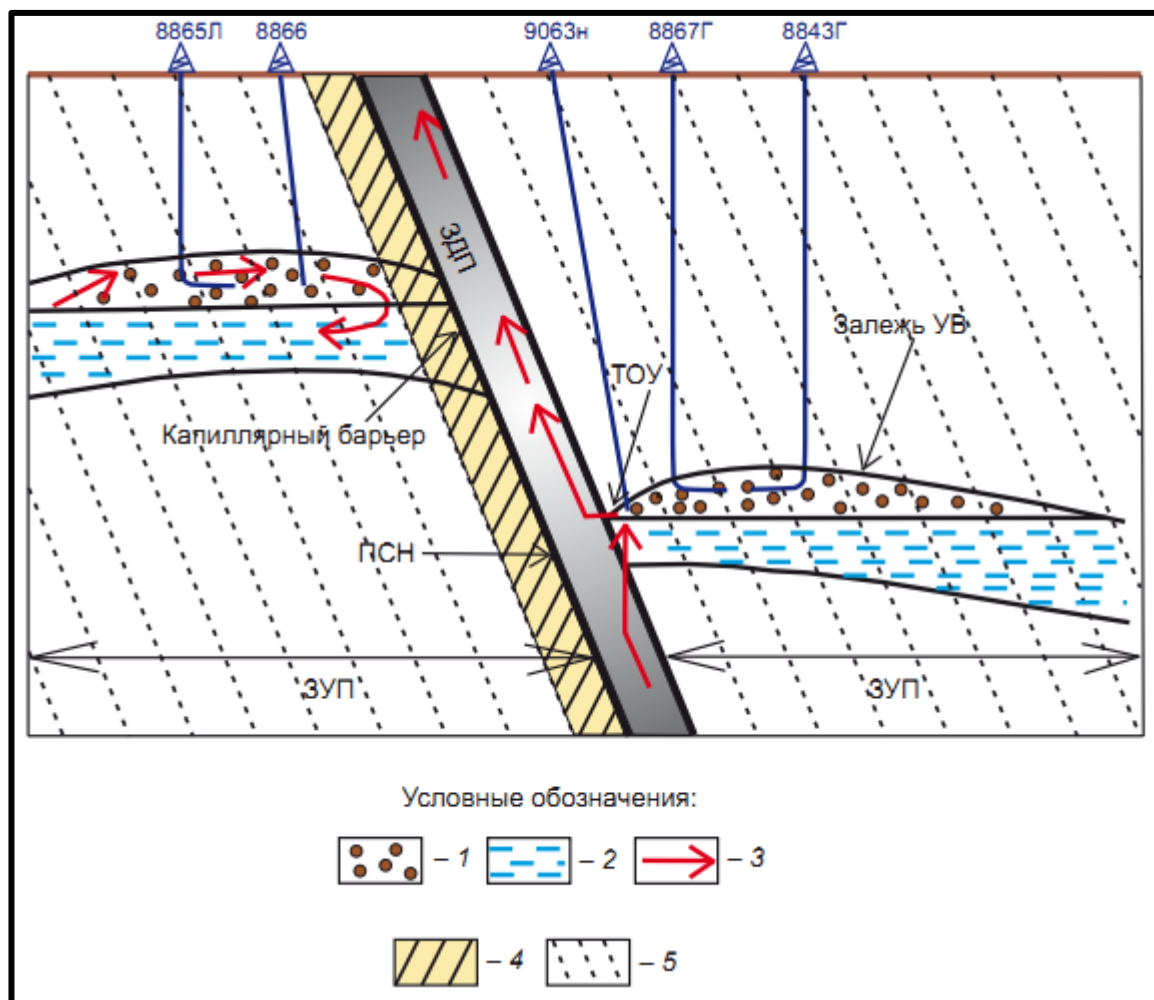
Следует отметить, что в регионах со сложной историей тектонического развития, существование разновозрастных полей напряжений в локальном объёме горной породы обычно приводит к наложению разнотипных сочетаний трещин, что выражается в образовании **хаотической разрывной сети** [174]. Те же причины должны вызывать хаотичный характер распределения трещин в осевой зоне нарушения, непосредственно примыкающей к магистральному разлому, а также в наиболее близкой к осевой зоне части внешней зоны нарушения. Это обстоятельство следует учесть при исследовании нарушений гидродинамическими методами.

### *Капиллярный барьер*

Согласно данным ряда исследователей [19, 24, 35, 83], экран в зоне локализации нарушения имеет две основные составляющие: тектонический экран в виде самой плоскости сместителя нарушения (зеркала скольжения), рис. 5.7, **а также возникающий в породах вдоль плоскости сместителя**

**сброса капиллярный барьер (тиксотропный эффект уплотнения зёрен пород).**

Капиллярный барьер образуется под влиянием сейсмических колебаний (тряски) сразу после очередной мгновенной тектонической подвижки (сброса) [35, 83], и локализуется на границе уплотнённой зоны и зоны дробления [24, 35], что показано на рис. 5.7.



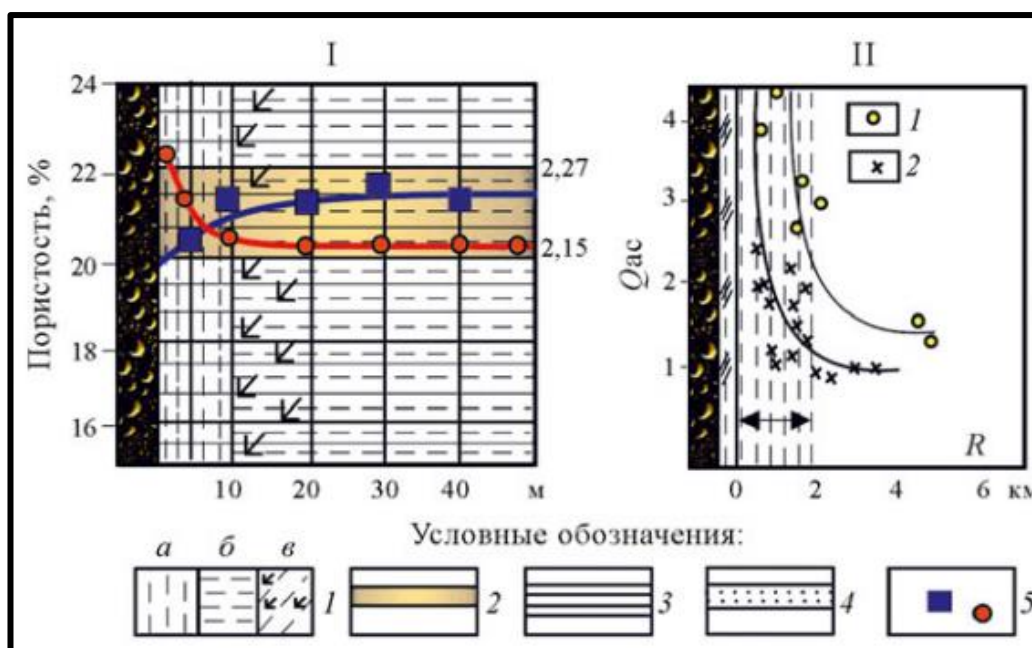
**Рис. 5.7.** Схема формирования в присбросовой области остаточных скоплений нефти, зоны уплотнения пород (ЗУП) [24, 35]; ПСН – плоскость сместителя нарушения; ТОУ – точка оттока УВ; ЗУП – зона уплотнения пород; ЗДП – зона дробления пород; 1 – углеводороды; 2 – вода; 3 – пути миграции УВ; 4 – непроницаемый барьер; 5 – зона уплотнения и присбросовая трещиноватость пород

Как указано авторами работы [19], капиллярный барьер для нефти и газа может возникнуть «на участках контрастной изменчивости фильтрационных свойств пород, являющейся результатом смещений по поверхности разломов. Например, если смещение привело к контакту через разлом пластов, формировавшихся в различных геологических условиях и залегавших в определённом порядке. Как следствие, различия структуры порового пространства и капиллярных характеристик, наличие капиллярного барьера в нефтяной залежи приводит к разным уровням нулевой нефтенасыщенности с двух сторон от барьера. Это различие не связано с непроницаемостью

разлома. Оно есть результат разного подъёма поверхности нулевой нефтенасыщенности, определяемой величиной давления смещения на капиллярной кривой, над уровнем зеркала свободной воды (ЗСВ). ЗСВ, в свою очередь, является отметкой нулевого капиллярного давления, или одинакового давления в фазах. То есть, капиллярный барьер с точки зрения начальной конфигурации водонефтяного контакта (ВНК) не отличим от непроницаемого разлома. Но он не препятствует фильтрации фаз в процессе последующей разработки залежи» [19,83].

### *Повышенная продуктивность внешней зоны нарушения*

Согласно геомеханическому рассмотрению образования нарушений, выполненному В.А. Бочкарёвым [35], во внешней зоне нарушения формируются области разнонаправленной, но в основном вертикальной (параллельной плоскости сброса) трещиноватости пород. При этом по прямым замерам в шахтных выработках, плотность пород и, соответственно, трещин – увеличивается по направлению к плоскости сместителя сброса, рис.5.8 [35].



**Рис. 5.8. Присбросовая трещиноватость пород, изменение физических свойств пород-коллекторов и продуктивности скважин в направлении к дизъюнктивному нарушению [15, 24, 35];**

**I** – схематический разрез приразломной зоны, вскрытой штреком, и изменение пористости и плотности угля и вмещающих пород в зависимости от расстояния до сброса; **II** – зависимость дебита газа в скважине ( $Q_{ac}$  – абсолютно свободный дебит) от расстояния ( $R$ ) до сброса [15, 24, 35]; **1** – преобладающее направление трещиноватости вертикальное (**a**); горизонтальное (**б**); наклонное и разнонаправленное (**в**); **2** – угольный пласт; **3** – аргиллит; **4** – песчано-алевритовый пласт; **5** – место отбора проб

Многими исследователями с этим явлением связывается высокая и повышенная продуктивность скважин при сбросовых зонах на месторождениях Западной Сибири и других регионов: по направлению к сбросу растёт продуктивность скважин (рис. 5.9; зоны II) [2, 15, 18, 24, 27, 35].

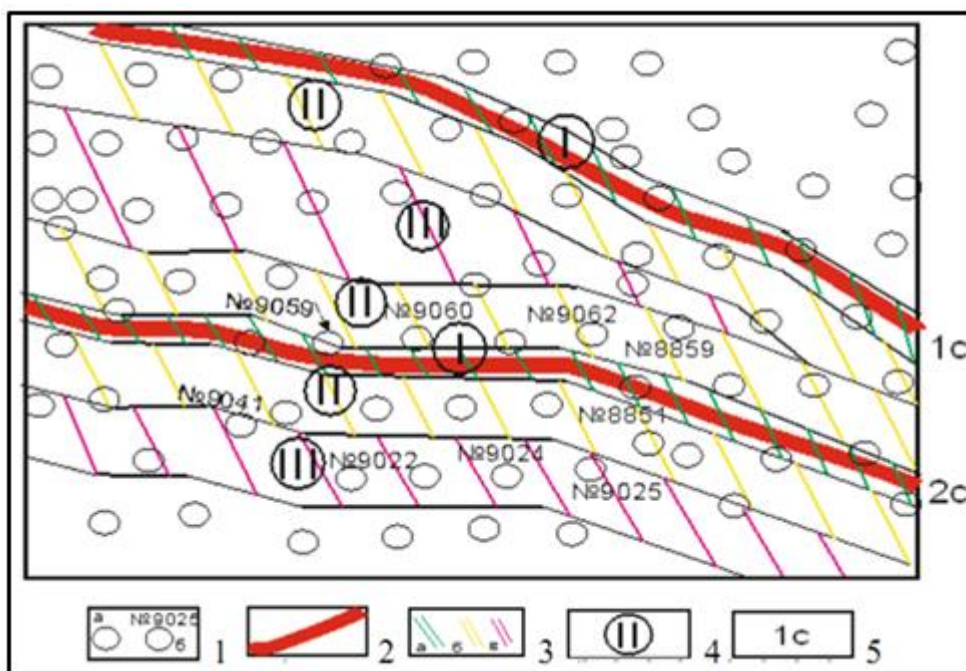


Рис. 5.9. Ряды различной продуктивности скважин в зависимости от расстояния до плоскости сместителя сбросо-сдвига на участке Ватъёганского месторождения [15, 159];

1 – добывающие скважины (а), в том числе, участвующие в анализе продуктивности (б); 2 – сбросо-сдвиги (1С и 2С); 3 - первый ряд продуктивности (а или ЗУП-1); 3 – второй ряд продуктивности (б или ЗУП-2); 4 – третий ряд продуктивности (в или ЗУП-3); 4 – ряды продуктивности; 5 – индексы сбросо-сдвигов

Сведения о связи величины продуктивности скважин и расстояния до дизъюнктивных нарушений, помимо указанных выше литературных источников, опубликованы в значительном числе других работ. Не претендуя на полноту таких сведений, приведём для иллюстрации лишь несколько дополнительных примеров.

На Тарасовском месторождении в Западной Сибири, скважины, оказавшиеся на расстоянии более 2 км от сброса-сдвига, показывали при испытании отрицательные результаты, несмотря на то, что находились в максимально благоприятных структурных условиях. В тоже время в зоне нахождения и влияния системы сбросо-сдвигов все скважины (за редким исключением) оказались промышленно продуктивными [15]. При этом установлена прямая связь продуктивных и высокодебитных скважин с локальными зонами проницаемости и улучшения фильтрационно-ёмкостных свойств пород в приразломных зонах [15]. Все продуктивные скважины ложатся на деформационные структуры растяжения в зонах динамического влияния сбросо-сдвигов [54].

Согласно работе [18], зависимость дебитов скважин от удалённости относительно тектонических нарушений отмечается на Ябургском,

Западно-Таркосалинском, Харампурском месторождениях. Максимальное расстояние влияния разломов на дебит скважин составило 1,5 км.

На Западно-Повховском участке на расстоянии 500 м от выявленных зон трещиноватости дебит скважин в среднем ниже на 50%, на расстоянии 1,5 км – ниже в 4 – 6 раз [18].

На Харампурском месторождении [25] приразломная зона (до 1-1,5 км) характеризуется лучшими параметрами эффективности эксплуатации скважин (безводная добыча нефти, средние и удельные дебиты нефти и жидкости). С расстояния 2,2 км и более - параметры работы скважин ухудшаются.

На этом месторождении эффективность ГТМ наиболее ощутима также в приразломных зонах, на расстояниях до 1-1,5 км от разлома-экрана [25].

В целом, утверждается [25], что за счёт магистрального разлома северо-восточного и юго-западного направления на месторождении сформировались линейно вытянутые зоны кулисообразных нарушений, которые сопровождаются ареалом трещин, вследствие чего в приразломной части образовались зоны повышенной проводимости (или трещиноватости).

В работах [46, 47] по данным сейсмических, промыслово-геофизических, космических, гидродинамических исследований и результатов разработки сделан вывод о **наличии связи между продуктивностью площадей баженовской свиты и структурой разломов в подстилающих породах**. Утверждается, что в продуктивных отложениях свиты вообще проявляется блочная структура, что совпадает аналогичным утверждением, высказанным ещё в работе [85]. Площадь внутри блоков делится на два типа: высоко- и низкопродуктивные. Их средние продуктивности различаются в десятки раз. В работах [47, 49] утверждается, что **высокопродуктивные площади примыкают к трещинам, а низкопродуктивные зоны находятся в центральной части блоков**.

Связь высокопродуктивных зон с выделяемыми (различными методами) зонами тектонических нарушений на отложениях баженовской свиты неоднократно отмечалась и в различных работах прошлых лет [50, стр.122—123], в которых зоны тектонических нарушений картировали структурно-геоморфологическим методом – по данным магнитных и гравиметрических исследований, а также по особенностям материалов МОГТ. Сходные утверждения содержатся и в работе [51].

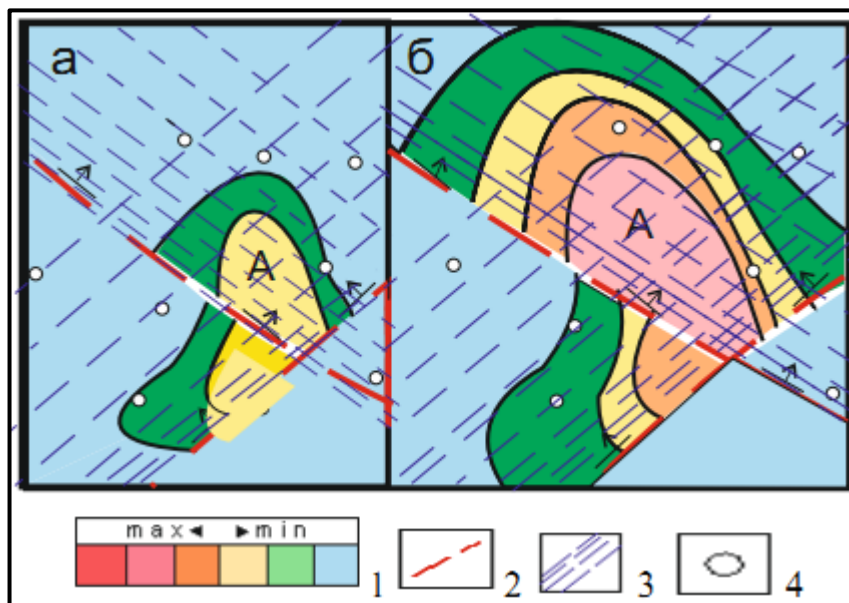
В работах [15, 159] для одного из участков Ватьёганского месторождения обнаружена связь продуктивности скважины с её локализацией в пределах выделяемых авторами зон уплотнения и трещиноватости пород на разных расстояниях от нарушения, рис. 5.9.

В представленной в цитируемых работах блоковой структуре Ватьёганского месторождения по мере приближения скважины к дизъюнктивному нарушению закономерно меняются не только её продуктивность, но и ФЕС пород:

- уменьшается пористость,



- увеличиваются плотность, трещиноватость пород,
- возрастают дебиты нефти как до, так и после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), рис. 5.10.



**Рис. 5.10. Присбросовая трещиноватость пород в опущенном блоке, формирование очага разнонаправленных трещин и распределение проницаемости и гидропроводности пород в зоне пересечения сбросов [15, 159];**  
**1 – проницаемости (а) и гидропроводность (б) пород; 2 – сбросо-сдвиги; 3 – присбросовая трещиноватость пород; 4 – скважины**

Как полагают авторы работ [15, 159], в зонах пересечения разрывных нарушений происходит наложение трещин разной направленности – в районе скважин 8867, 8848, 9063 и других. В результате в блоке А, в зоне пересечения трещин, фиксируется максимальная гидропроводность, проницаемость и нефтенасыщенность пород.

### *Выводы по разделу*

**Основной вывод из приведённого выше материала состоит в том, что при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, проводимых с целью определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений, необходимо учитывать наличие не только внутренней, но и внешней зоны рассматриваемого нарушения.**

- **В этой зоне – изменены, по сравнению с остальной частью пласта, и общая величина пористости, и проницаемость, и тип порового пространства. Тип коллектора по мере удаления от сместителя, скорее всего, меняется от чисто трещинного типа до, например, чисто порового.**

- Соответственно, отличны от значений, характерных для основной части пласта (вдали от нарушений), и такие параметры, как сжимаемость пород и их пьезопроводность.
- При этом трещиноватость ( $\alpha$ , следовательно, и проницаемость, и сжимаемость), скорее всего, по мере удаления от сместителя убывает экспоненциально, а пористость, наоборот, возрастает, но, скорее всего, незначительно.
- Поле параметров пород во внешней зоне нарушения может быть не симметричным относительно плоскости сместителя: скорее всего, плотность трещин в висячем крыле выше, чем в лежащем. Соответственно, в общем случае можно ожидать различий и во всех остальных параметрах в висячем и лежащем крыльях.
- Трещиноватость и проницаемость пород во внешней зоне нарушений, вероятно, характеризуется значительной анизотропией, поскольку в этой зоне наличествуют три различных системы трещин.

Неучёт этих обстоятельств может существенно исказить корректность интерпретации всех гидродинамических методов исследования нарушений.

## 6. ПРИБЛИЖЁННАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ЗОНЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНОГО НАРУШЕНИЯ

Если обобщить приведённые выше краткие сведения о структуре зоны динамического влияния дизъюнктивного нарушения, то для сбросов их можно свести к упрощённой схеме, показанной на рис. 6.1 и 6.2.

Каждая из показанных зон в общем случае характеризуется, с гидродинамической точки зрения, девятью параметрами – геометрическим, т.е. её шириной  $\Delta$ , и восемью гидродинамическими: пористостью  $m$ , сжимаемостью  $\beta$ , проницаемостями по трём осям  $k_x$ ,  $k_y$ ,  $k_z$  и тремя декрементами  $\alpha_x$ ,  $\alpha_y$ ,  $\alpha_z$  экспоненциального спада проницаемостей с увеличением расстояния от плоскости сместителя.

Зона Г может быть и зоной дробления, особенно в крупных нарушениях, с большой шириной, т.е. расстоянием между стенками. Но может быть и непроницаемой (смотри пп.4, 5). Зона В – в крупных нарушениях также может быть зоной дробления. Для нарушений сравнительно малой протяжённости, или с небольшой амплитудой смещения – зона В может представлять собой часть пласта с повышенной трещиноватостью. При этом трещиноватость зоны В имеет, скорее всего, хаотичный характер.

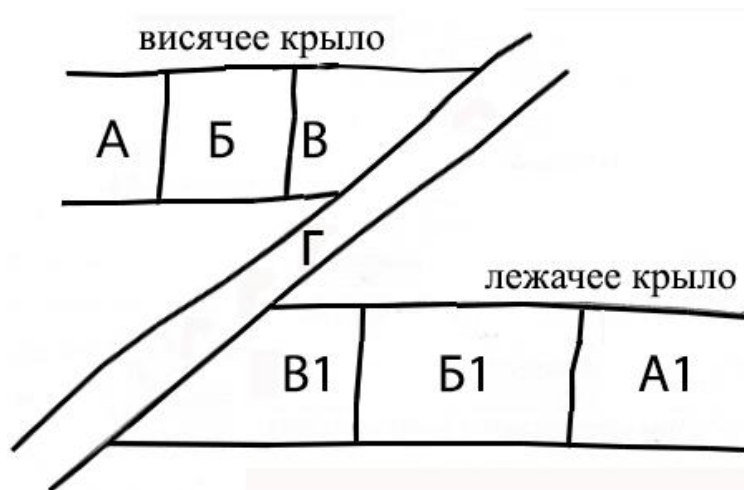


Рис. 6.1. Упрощённая схема строения зоны динамического влияния дизъюнктивного нарушения (сброса) в разрезе;

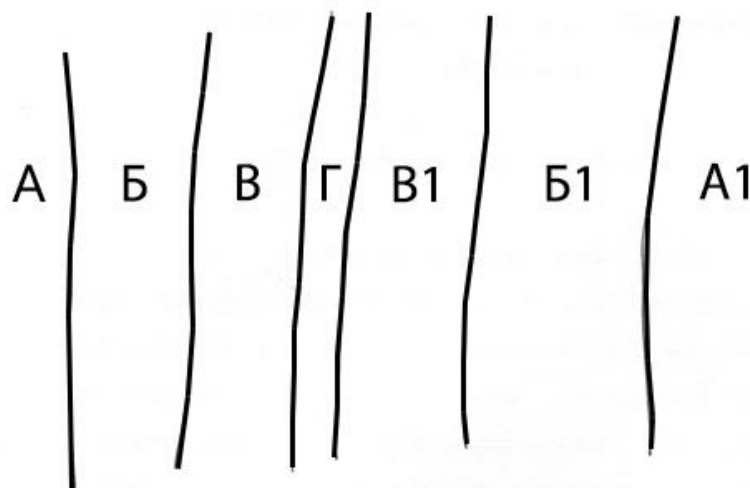


Рис. 6.2. Упрощённая схема строения зоны динамического влияния дизъюнктивного нарушения (сброса) в плане; условные обозначения зон, рис. 6.1

Зона **Б** – внешняя зона нарушения, т.е. часть пласта с трещиноватостью, обусловленной появлением нарушения. Система трещин, в общем случае, в данной зоне состоит из трёх систем, т.е. поле проницаемости анизотропно.

Параметры зоны **Б** меняются по мере удаления от нарушения. Вблизи нарушения плотность трещин максимальна и, соответственно, максимальна проницаемость. По мере удаления от нарушения плотность трещин и проницаемость уменьшаются до значений, равных значениям в невозмущённой зоне пласта **А**. Можно предполагать, что спад проницаемости происходит по экспоненциальному закону.

Ввиду изменения трещиноватости, следует ожидать и переменной по пространству величины сжимаемости пород.

Величины параметров пород лежачего и висячего крыльев, в общем случае, различаются, как и характер их изменения по мере удаления от

нарушения. Последнее связано с различием напряжений в лежащем и висячем крыльях.

**Обычно висячее крыло считается более раздробленным, обладающим большей плотностью трещин.**

Разумеется, для проведения практических расчётов число переменных необходимо свести к минимуму. Например, можно предположить, что окажется возможным ввести следующие упрощения. Зону Г посчитать непроницаемой (за счёт различных указанных выше причин). Зоны В и В1, наиболее раздробленные и характеризующиеся хаотичной трещиноватостью, считать изотропными, т.е. описывать одним значением проницаемости. В зонах Б и Б1 уменьшение проницаемостей  $k_x$ ,  $k_y$ ,  $k_z$  с ростом расстояния от плоскости сместителя – описывать одним экспоненциальным декрементом для всех пространственных направлений, но своим в каждой из зон. Изменение сжимаемости пород в зонах Б, Б1 по мере роста расстояния от плоскости сместителя можно считать таким же, как и величины проницаемости, поскольку они вызваны одной и той же причиной – изменением плотности трещин с расстоянием. Изменения межгранулярной пористости в зонах Б и Б1 с удалением от нарушения, по-видимому, незначительны, и в первом приближении их, скорее всего, можно не учитывать.

Кроме того, обобщение имеющихся данных по нарушениям в осадочном чехле, результаты специального численного моделирования образования нарушений в осадочном чехле, позволят уточнить корреляционные связи между длиной нарушения и шириной зон Г, В, В1, Б, Б1, как это сделано для крупных нарушений в фундаменте – смотри материал, приведённый ниже в этом пункте. Тогда при гидродинамическом моделировании – варьирование геометрических параметров указанных зон можно свести к минимуму.

### *Размеры различных зон нарушения для крупных нарушений в скальных породах*

Для моделирования ГДИС и разработки большую важность представляют оценки геометрических характеристик различных зон нарушения, показанных на схематических рисунках 6.1 и 6.2. **Ряд подобных оценок, правда, не для осадочных пород, приведён в монографии [171],** и представляет собой уравнение регрессии различных геометрических характеристик нарушения, в частности, ширины зоны динамического влияния  $\Delta_{зdv}$  и длины нарушения  $L$ .

**По результатам изучения крупных, региональных и локальных нарушений** связь между  $\Delta_{зdv}$  и  $L$  имеет вид [171]:

$$\lg \Delta_{зdv} = 1,06 \lg L - 1,14 \text{ км.}$$

Приблизительно, для крупных нарушений ширина зоны динамического влияния нарушения составляет около 10% от длины нарушения [171].

Согласно работе [171] ширина зон динамического влияния нарушений (разломов) тесно связана с их длиной по простиранию, но соотношения между этими параметрами отличаются для крупных, генеральных и более мелких нарушений (разломов).

Как видно из рис. 5.2 и 5.3, часть внешней зоны нарушений, примыкающая к осевой зоне, состоит из отдельных структурных элементов – деструктивных полей, с повышенной трещиноватостью.

Изучение крупных нарушений в различных породах (не осадочных) позволило установить корреляции между шириной деструктивных полей  $\Delta_{\text{п}}$  и длиной нарушения  $L$ , а также между длиной деструктивных полей  $l_{\text{п}}$  и длиной самого нарушения [171]:

$$\lg \Delta_{\text{п}} = 0,61 \lg L + 0,08 \pm 0,15 \text{ (длины в км)},$$
$$l_{\text{п}} = 0,13 L + 50,9 \pm 60,6 \text{ (длины в км)}.$$

Для крупных нарушений длина деструктивных полей составляет 15 – 20% от общей длины нарушения [171].

При этом [171]:

$$l_{\text{п}} = 1,9\Delta_{\text{п}} + 30,8 \pm 70,1 \text{ (длины в км)},$$
$$\Delta_{\text{п}} = 1,03 l_{\text{п}} + 18,0 \pm 28,6 \text{ (длины в км)}$$

Для крупных нарушений получены и зависимости между шириной магистрального разлома  $\Delta_{\text{мгр}}$  (т.е. шириной центральной части внутренней зоны нарушения или зоны разлома) и шириной всей зоны динамического влияния нарушения  $\Delta_{\text{здв}}$  [171]:

$$\Delta_{\text{мгр}} = 0,04\Delta_{\text{здв}} + 0,22 \pm 0,6 \text{ км}.$$

Эти зависимости получены для крупных нарушений и в скальных породах. Для осадочных пород, слагающих нефтяные месторождения, они нуждаются в уточнении.

Для магистральных разломов небольших трещинных зон получен общий вид корреляции между шириной зоны динамического влияния нарушения и шириной магистрального разлома  $\Delta_{\text{мгр}}$ , имеющий следующий вид [171]:

$$\lg \Delta_{\text{мгр}} = a \cdot \lg \Delta_{\text{здв}} + b.$$

Например, для Западного Прибайкалья:

$$\lg \Delta_{\text{мгр}} = 0,82 \cdot \lg \Delta_{\text{здв}} - 0,46 \pm 0,28 \text{ (длины в см)},$$
$$\lg \Delta_{\text{здв}} = 1,06 \cdot \lg \Delta_{\text{мгр}} + 0,86 \pm 0,31 \text{ (длины в см)}.$$

Для крупных нарушений (разломов) возможно появление сопутствующих нарушений, параллельных основному, магистральному («пояса» трещиноватости). Выяснено, что длина таких сопутствующих нарушений (разломов) линейно возрастает по мере увеличения расстояния таких нарушений от магистрального. При этом максимальная длина сопутствующих нарушений составляет примерно 20 – 25% от длины магистрального нарушения.

Отмечается, что ориентировка сопутствующих нарушений в разных крыльях нарушения может различаться [171], но в активных крыльях она, преимущественно, совпадает с направлением магистрального нарушения.

**Отметим, что приведённые в литературе оценки структуры и геометрических характеристик зоны динамического влияния нарушений получены, преимущественно, для крупных нарушений в скальных породах; они нуждаются в уточнении применительно к породам осадочного чехла. Оценка этих геометрических характеристик крайне необходима для того, чтобы ответить на ряд вопросов, необходимых для совершенствования методики интерпретации данных гидродинамических исследований на нефтяных месторождениях:**

- **насколько структура зоны динамического влияния нарушения может быть определена по данным гидродинамических исследований,**
- **с какой достоверностью могут быть определены параметры различных структурных элементов зоны динамического влияния нарушения,**
- **каковы требования к точности и достоверности исходной информации,**
- **и иных аспектов.**

## **7. УЧЁТ НАРУШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ**

Естественно, наличие дизъюнктивных нарушений должно значительно сказываться на динамике и результатах разработки. Например, в работе [25] утверждается, что «классические схемы разработки, применяемые на месторождениях, в структурах залежей которых имеют место непроницаемые экраны, не могут обеспечить высокую эффективность разработки».

Возникает вопрос, насколько должны быть значительны изменения технологических решений по разработке нефтяного месторождения, если известно положение и фильтрационная значимость дизъюнктивных нарушений. Ниже кратко рассмотрены некоторые *основные идеи изменения схемы разработки при наличии сведений о дизъюнктивных нарушениях*.

Для иллюстрации выбрано несколько зарегистрированных патентов РФ, поскольку они лучше всего характеризуют направления поиска практических действий для учёта нарушений.

В большинстве подобных предложений предлагается размещать добывающие скважины вблизи нарушений, а нагнетательные – в центре образуемых нарушениями блоков. Подобные соображения высказаны ещё в ранних патентах [72, 77, 84]. Например, в патенте [72] предлагается размещать вблизи нарушений только добывающие скважины, а все нагнетательные скважины – размещать вне зон нарушений, рис. 7.1 и 7.2.

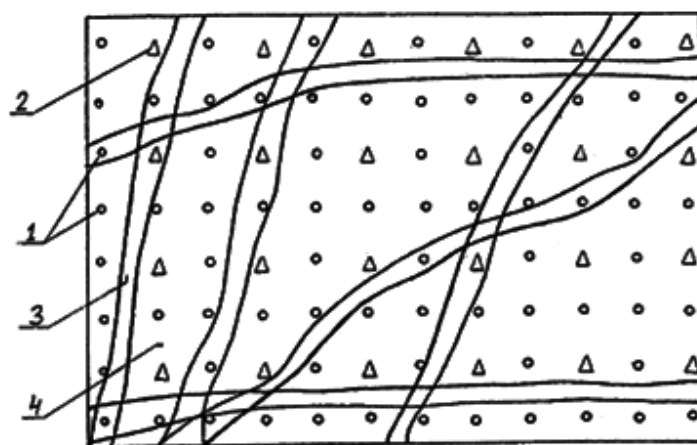


Рис. 7.1. Традиционная схема размещения скважин без учёта нарушений [72]; скважины: 1 – добывающие, 2 – нагнетательные; 3 – зона нарушений, 4 – блоки трещинно-поровых коллекторов

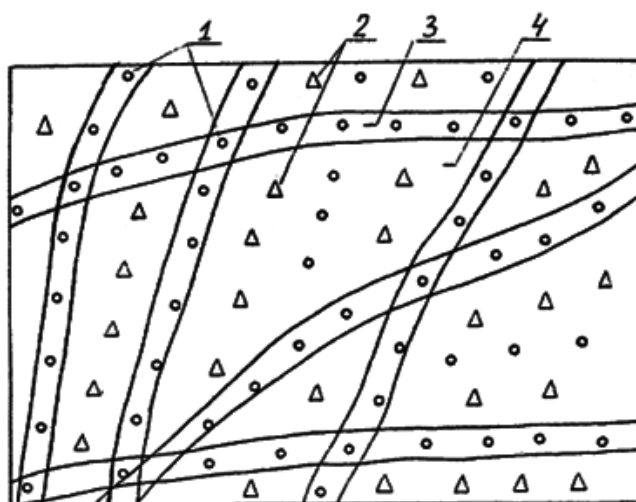
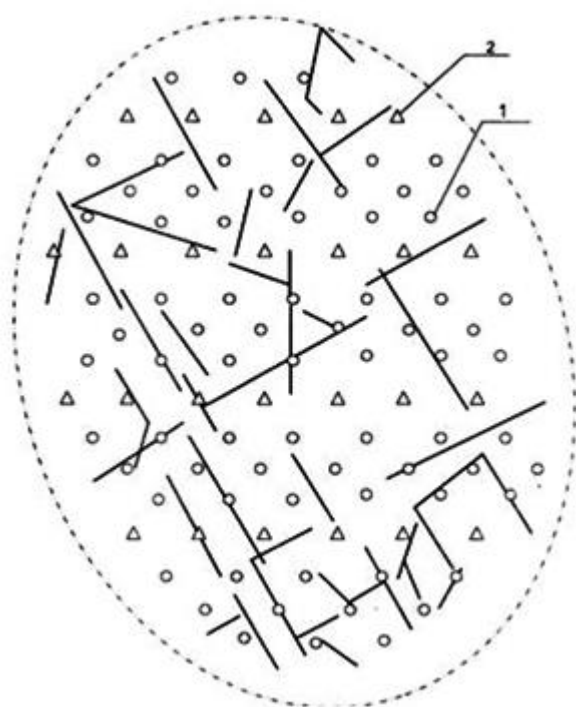


Рис. 7.2. Предлагаемая в патенте [72] схема размещения скважин с учётом нарушений; скважины: 1 – добывающие, 2 – нагнетательные; 3 – зона нарушений, 4 – блоки трещинно-поровых коллекторов

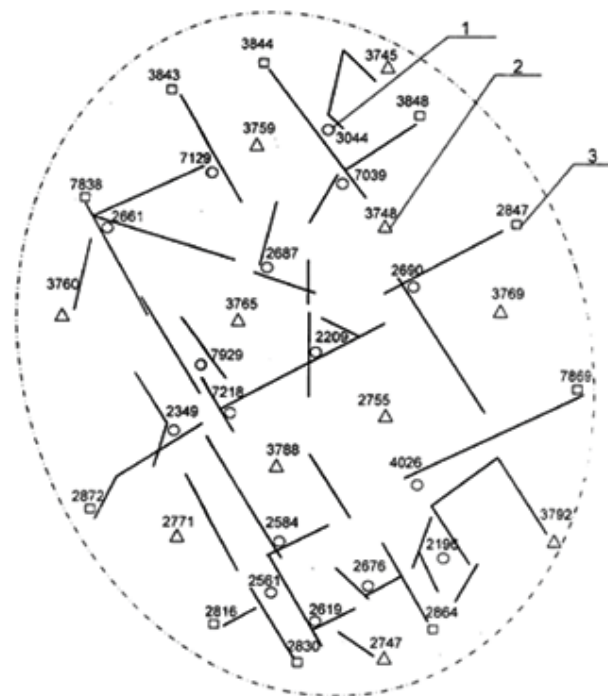
Предложение размещать добывающие скважины вблизи разрывных нарушений, а нагнетательные скважины - за пределами или в пределах зон, ограниченных этими разрывными нарушениями, содержится и в патенте [73], опубликованном в 2005 году, что отражено на рис. 7.3. При этом рекомендовано прежде всего, размещать добывающие скважины вблизи пересечения нескольких нарушений.

Характерной особенностью патента [73] является **адаптивность разбуривания залежи**. Первоначально устанавливают положение дизъюнктивных нарушений методами полевой геофизики, дистанционными методами и по данным бурения и исследования редкой сетки скважин. Затем бурят эксплуатационные скважины, исследуют их (смотри п.13), и бурят уплотняющую сетку скважин по уже уточнённой карте расположения нарушений.

А



Б



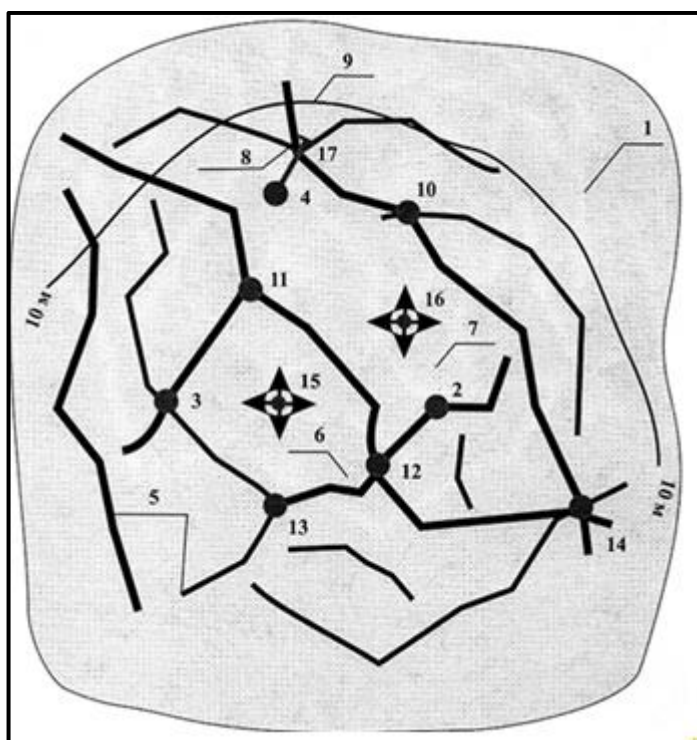
**Рис. 7.3. Схематическое изображение размещения скважин при традиционном способе разработки без учёта наличия разрывных нарушений (А) и с учётом их наличия по способу, предложенному в патенте [73];**

**1** – добывающие скважины, **2** – нагнетательные скважины, **3** – специальные скважины, пробуренные для закачки водоизолирующих составов; *прямые* – разрывные нарушения

В близком патенте [74], опубликованном в 2014 году, также предлагается **бурить добывающие скважины не только вблизи высокопроницаемых линейных зон, но даже в узлах их пересечения друг с другом**. Для этого на месторождении, пробурив редкую сетку скважин, выделяют, по имеющимся геолого-геофизическим данным, линии разуплотнений, то есть линейные или дугообразные структурные элементы,



связанные с глубинными разломами, являющиеся проявлениями зон повышенной трещиноватости горных пород. В соответствии с предложением, определяют расположение узлов – пересечений линий разуплотнений. Уплотняющую сетку эксплуатационных скважин бурят следующим образом. Добывающие вертикальные скважины бурят по неравномерной сетке с попаданием в узлы, а нагнетательные скважины располагают в уплотнённых коллекторах, характеризующихся минимальной и средней трещиноватостью. Нагнетательные скважины бурят примерно на равном расстоянии от узлов. Схема реализации данного предложения показана на рис. 7.4.



**Рис. 7.4. Способ разработки пласта с разрывными нарушениями, и ассоциированными с ними зонами трещиноватости [74];**

**1** – нефтяная залежь; **2 – 4** –добывающие скважины, пробуренные по редкой сетке; **5** – линии разуплотнения, выделенные по сейсмическим данным; **6, 7** – прилегающие к линиям разуплотнений зоны трещиноватости; **8** – точки пересечения линий разуплотнений (узлы разуплотнений); **9** – граница зоны пласта с нефтенасыщенными толщами более десяти метров; **10 – 14** – скважины, пробуренные по уплотняющей неравномерной сетке в узлах уплотнений; **15 – 16** – нагнетательные скважины; **17** – боковые стволы от скважин, не попавших в узлы уплотнений, к ближайшим узлам

Нефтяную залежь с трещиноватыми коллекторами разбуривают вертикальными скважинами (рис. 7.4; 2-4) по редкой сетке. Уточняют геологическое строение залежи, структурные планы продуктивных пластов. Определяют преобладающее направление трещиноватости на залежи по результатам сейсмических исследований методом 3D. После этого бурят уплотняющую сетку добывающих скважин (рис. 7.4; 10-14), по

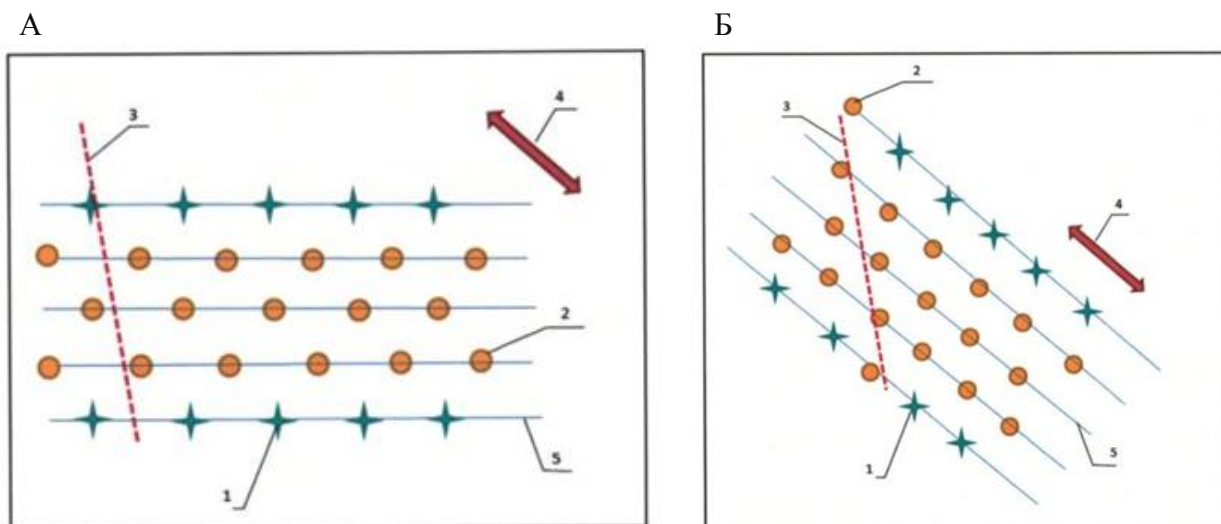
неравномерной сетке, размещая их как можно ближе к узлам разуплотнений (рис.7.4; 8). Нагнетательные скважины (рис. 7.4; 15, 16) располагают, соответственно, в уплотнённых коллекторах, между несколькими узлами разуплотнений (рис. 7.4; 3, 11, 12, 13) и (рис.7.4;10, 11, 12) на расстоянии 100-300 м от них. Из добывающих скважин (рис.7.4; 4), не попавших в узлы разуплотнений, строят боковые стволы или горизонтальные скважины (рис. 7.4; 17) для дренирования зон, прилегающих к узлам разуплотнений (рис. 7.4; 8).

Сходные соображения по размещению скважин по отношению к нарушениям приведены и в патенте [16], в котором предлагается установить на площади нефтенасыщенного пласта местоположение разрывных нарушений, а также – анизотропию распространения напряжённости продуктивных пород, иными словами, азимутальную направленность максимальных горизонтальных напряжений. **Нагнетательные скважины стараются выводить за пределы зон тектонических нарушений и исключать случаи расположения добывающих скважин азимутально на одной линии с нагнетательными скважинами по направлениям максимальных напряжений пород.**

**В случае попадания нагнетательной скважины ближе, чем на 200 м от нарушения, она сначала запускается в эксплуатацию как добывающая, с отработкой на нефть до роста обводнённости добываемой продукции более 95%, и/или выше порога рентабельности. Только затем скважина переводится либо под нагнетание, либо в пьезометрический фонд. Таким образом, добывающие скважины располагают в зонах нарушений, а нагнетательные – внутри ограниченных нарушениями блоков, желательно – на равных расстояниях от добывающих скважин.**

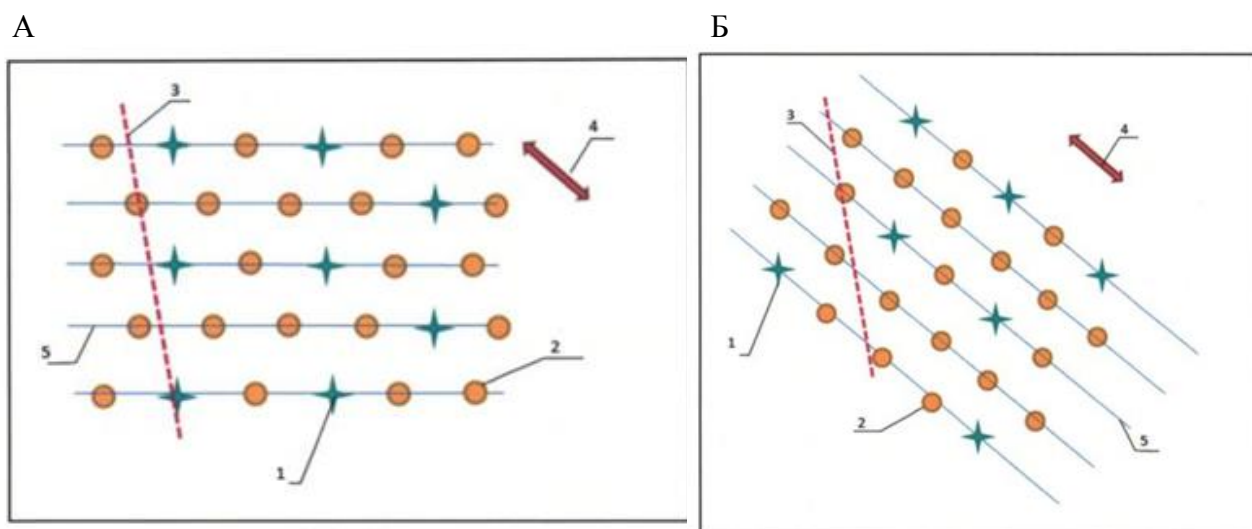
Характер изменения сетки скважин по этому предложению при исходной трёхрядной системе скважин – показан на рис. 7.5, а на рис. 7.6 – при исходной площадной семиточечной системе.

**Однако приёмы учёта нарушений при выборе и проектировании системы разработки пока не устоялись [9]. Поэтому в ряде патентов предлагается иное расположение добывающих и нагнетательных скважин по отношению к нарушениям. Так, в патенте [76] выделяют активные тектоно-деформационные зоны, в пределах которых бурение скважин не осуществляют вовсе. Также выделяют в залежи опущенные и приподнятые блоки; добывающие скважины бурят внутри блоков, а нагнетательные скважины размещают в приграничной зоне блоков, рис. 7.7.**



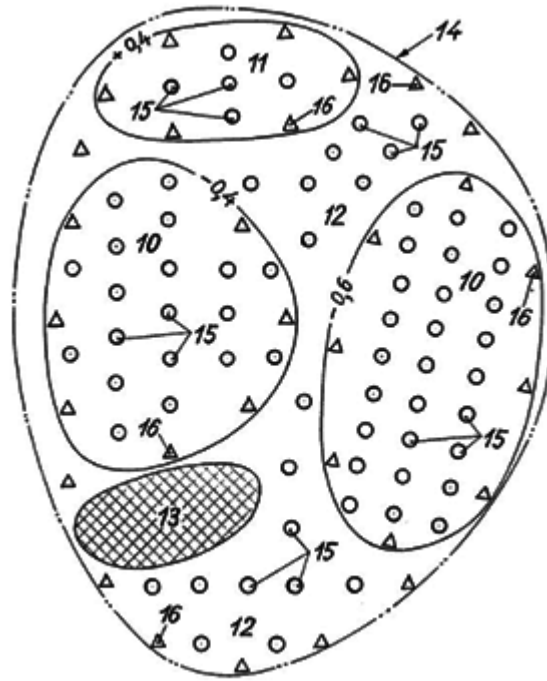
**Рис. 7.5. Расположение скважин при трёхрядной системе без учёта наличия нарушения и направления максимальных сжимающих напряжений (А) и при их учёте по способу, предложенному в патенте [16] (Б);**

**1 – нагнетательные скважины, 2 – добывающие скважины, 3 – нарушение, 4 – направление максимальных горизонтальных напряжений, 5 – линии скважин**



**Рис. 7.6. Расположение скважин при площадной семиточечной системе без учёта нарушения и направления максимальных сжимающих напряжений (А) и при их учёте по способу, предложенному в патенте [16] (Б);**

**1 – нагнетательные скважины, 2 – добывающие скважины, 3 – нарушение, 4 – направление максимальных горизонтальных напряжений, 5 – линии скважин**



**Рис. 7.7. Размещение скважин по способу разработки, предложенному в патенте [76];**  
**10** – приподнятый блок, **11** – опущенный, **12** – неизменённая часть структуры, **13** – активная тектоно-деформационная зона, **14** – контур нефтегазоносности, **15** – добывающие скважины, **16** – нагнетательные скважины

**При этом утверждается, что размещение добывающих скважин непосредственно в зоне нарушений крайне негативно сказывается на динамике разработки.**

В работе [26] для более равномерного и медленного обводнения скважин вообще рекомендовано располагать **все** эксплуатационные скважины на некотором расстоянии от зоны нарушений.

В работе [25] нагнетательные скважины предлагается размещать непосредственно вдоль и по обе стороны непроницаемого экрана – с целью выравнивания профиля нагнетания, посредством отражения гидравлических потоков от непроницаемых экранов. Добывающие скважины предлагается разместить в окрестности нагнетательных скважин на расстоянии, соответствующем принятой в проекте разработки плотности сетки скважин.

В работе [23] рассмотрена модельная задача о разработке залежи высоковязкой нефти с однородным по проницаемости коллектором, осложнённым двумя параллельными разломами. Предполагается, что залежи по обе стороны разломов сдвинуты друг относительно друга, но разломы имеют повышенную пористость и проницаемость, которая намного превышает проницаемость окружающей породы.

Рассмотрено два варианта размещения скважин: перпендикулярно и параллельно линиям разломов. Показано, что при первом варианте: достигается более высокий конечный КИН, более высокое пластовое давление, больший охват заводнением. При обводнённости менее 50% первый вариант оказывается несколько менее эффективным, чем второй:

меньше безводный период, более быстрое возрастание обводнённости. Однако, при обводнённости выше 50% первый вариант оказывается более эффективным и, **позволяет достичь более высокого конечного КИН.**

Рекомендация размещать ряды эксплуатационных скважин перпендикулярно направлению естественной трещиноватости – содержится и в патенте [74]. В патенте [16] нагнетательные скважины располагают вдоль региональных направлений максимальных напряжений, точно так же, как и в работе [25], в которой ориентировка рядов добывающих скважин принята вдоль оси максимальных нормальных сжимающих напряжений.

**Приведённый краткий обзор технологических способов учёта дизъюнктивных нарушений при проектировании и оптимизации разработки показывает (несмотря на отличие в рекомендациях разных авторов), что:**

- 1. при учёте дизъюнктивных нарушений классические системы размещения скважин существенно трансформируются – в соответствии с распределением и фильтрационной значимостью нарушений по площади залежи;**
- 2. система размещения и назначения скважин должна выбираться в соответствии с расположением системы нарушений, величинами фильтрационных параметров самих нарушений и зон пластов, примыкающих к нарушениям;**
- 3. при этом сетка скважин может стать в значительной степени нерегулярной;**
- 4. при анализе различных рекомендаций по учёту нарушений можно сделать вывод, что в их основе лежат неявные гипотезы о фильтрационных параметрах нарушений; они либо предполагаются непроницаемыми стенками, либо, наоборот, сверхпроводящими каналами; при этом характер фильтрационных свойств и наличие фильтрационной структуры нарушений (смотри пп. 4, 5) явно в патентах никак не оговариваются.**

**Очевидно, что трансформация системы размещения и назначения скважин является весьма серьёзным мероприятием, очень затратным и может быть предпринята только, если игнорирование нарушений может с высокой вероятностью привести к существенному ухудшению технологических и экономических показателей разработки.**

## 8. ВОЗМОЖНЫЕ ПОТЕРИ В ДОБЫЧЕ ПРИ НЕУЧЁТЕ НАЛИЧИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

*Возможные потери в добыче за счёт влияния величины проницаемости и фильтрационной структуры нарушений*

Перестройка системы размещения скважин может осуществляться только, если потери, связанные с неучётом блокового строения залежи, весьма велики. **Они действительно могут оказаться значительными, как следует из материалов, приведённых в данном пункте.**

Как отмечено в работе [9], «Согласно существующим представлениям [30,31], наличие трещиноватых зон или каналов низкого фильтрационного сопротивления, ведёт к преждевременному, «кинжальному» обводнению добывающих скважин и к повышению объёма неэффективной закачки воды в нагнетательные скважины».

**При этом существенное влияние на разработку оказывают тектонические нарушения не только представляющие собой относительно низкопроницаемые границы, но и являющиеся высокопроницаемыми каналами [9].** Это следует из серии расчётов, проведённых в работе [9], на имитационной модели элемента нефтяного месторождения. Модель была однослойной, квадратного сечения в плане. Сеточная область состояла из 6561 ячеек (81·81·1), имевших квадратное сечение с размерами: в плане 56,6 м и по вертикали – 5 м.

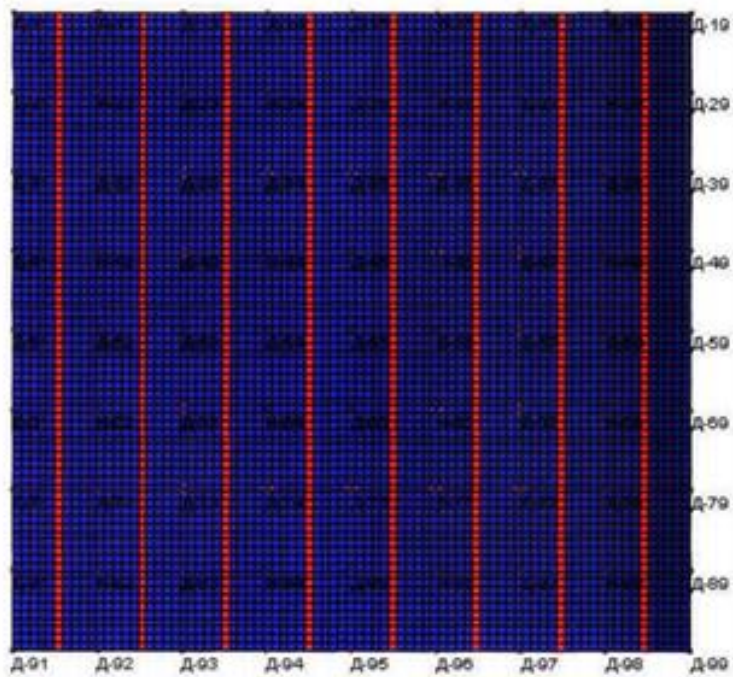
В расчётах использовали модель трёхмерной изотермической фильтрации (модель нелетучей нефти - Black Oil Model).

Все внешние границы модели были непроницаемыми. Значение начального дебита жидкости скважин было выбрано равным – 1000 м<sup>3</sup>/сут, как и среднесуточная закачка воды – 1000 м<sup>3</sup>/сут, что, по нашему мнению, является слишком завышенными величинами, не характерными для ныне эксплуатируемых месторождений.

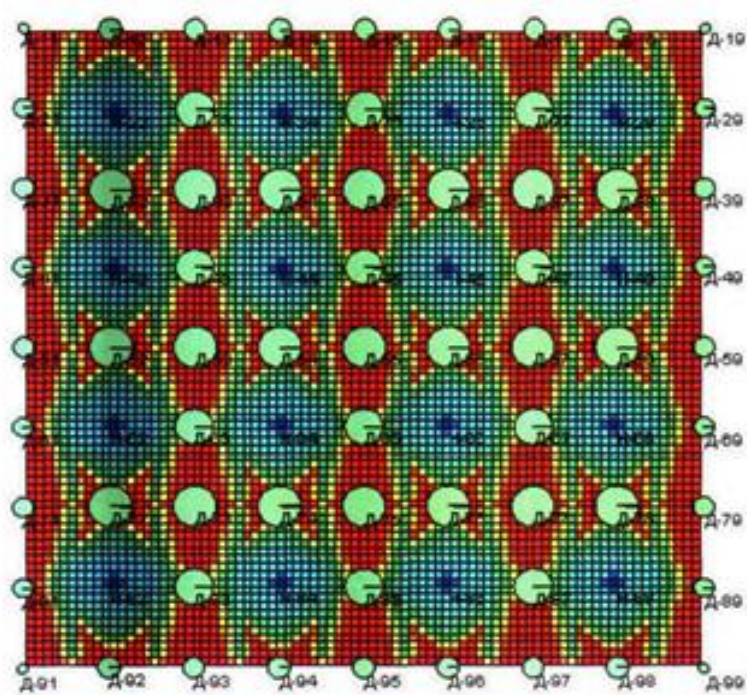
Проницаемость пласта – 50 мД, пористость – 0,2. Варьировались проницаемость моделируемых низкопроницаемых нарушений (5; 0,5; 0,05 мД) и их пористость (0,02; 0, 002), а также параметры высокопроницаемых нарушений: проницаемость (500; 5000; 50000 мД) и их пористость (0,25; 0,02). Общее количество расчётных вариантов – 30.

Полученные в результате расчётов результаты показывают [9], что наличие как относительно низкопроницаемых, так и относительно высокопроницаемых нарушений приводит к разобщённости нефтяной залежи на относительно изолированные гидродинамические блоки, характеризующиеся различиями динамики пластового давления, добычи воды и нефти, рис. 8.1.

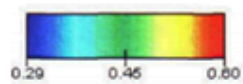
а)

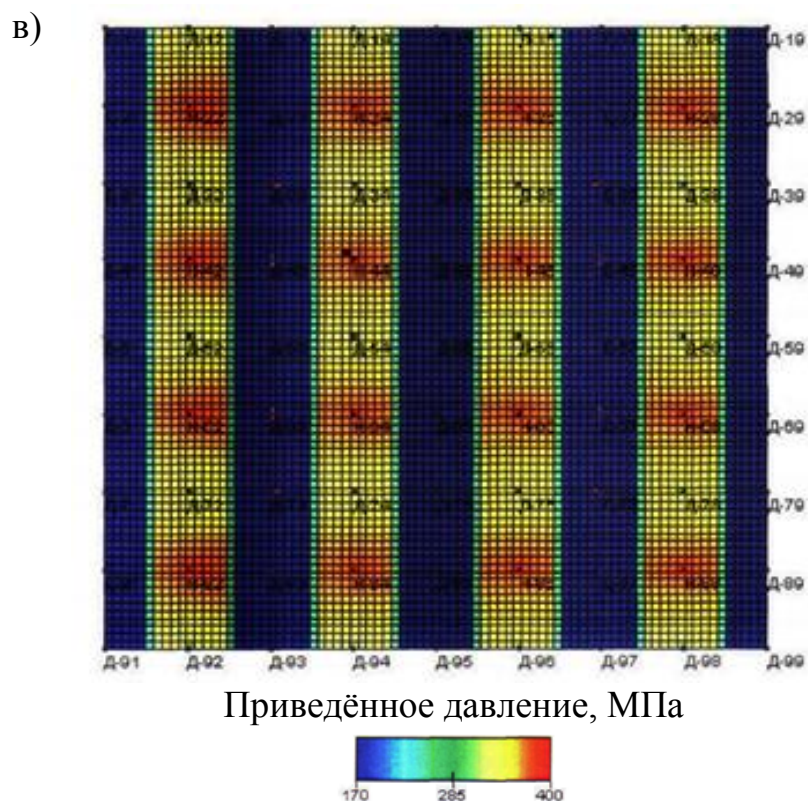


б)



Нефтенасыщенность, доли ед.





**Рис. 8.1. Результаты математического моделирования процесса разработки элемента нефтяной залежи, характеризующейся пластово-блоковым строением [9];**  
**а** – распределение проницаемости: *синий цвет* – проницаемость 50мД, *красный* - проницаемость 5000 мД; **б** – распределение нефтенасыщенности через 5 лет после начала разработки, **в** – распределение приведённого давления через 5 лет после начала разработки; *скважины: Д* – добывающая, *Н* – нагнетательная с указанием их номеров

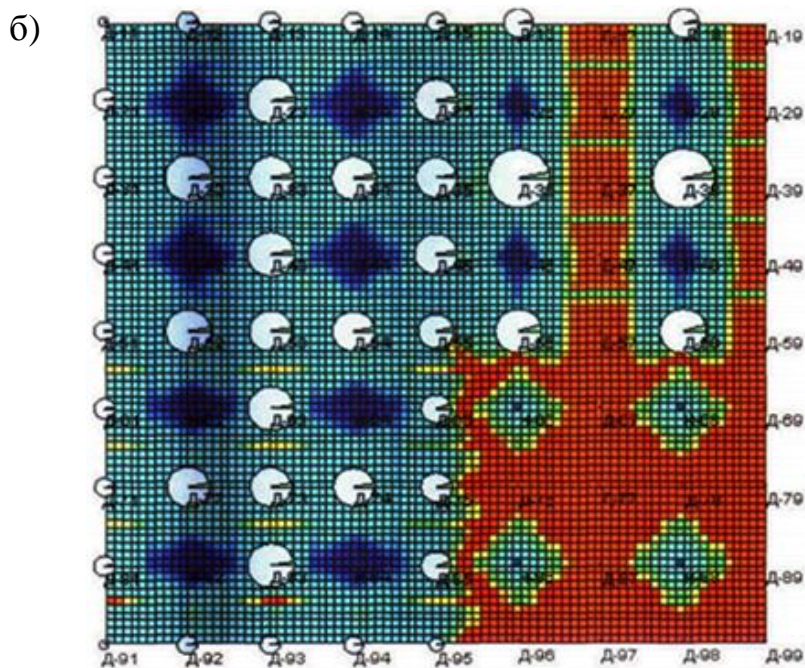
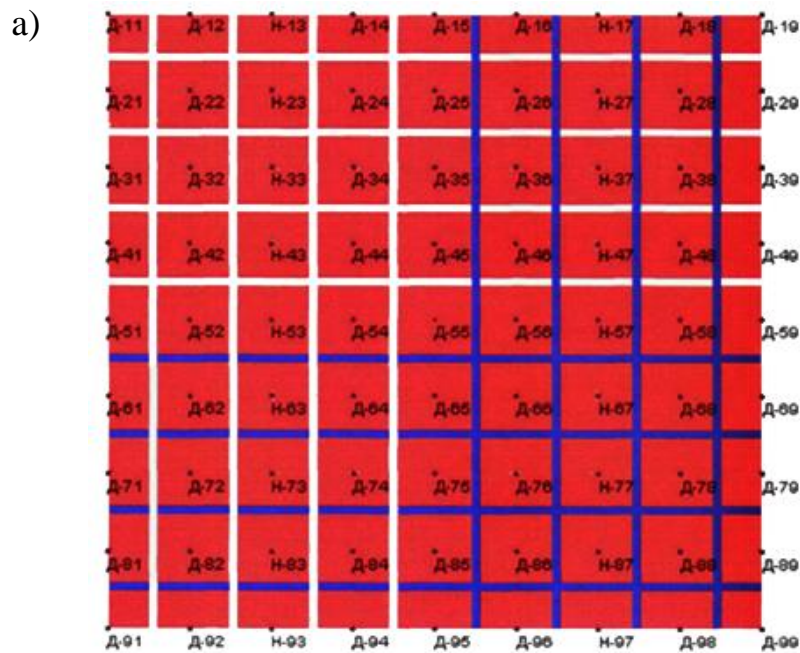
Относительно высокопроницаемые границы оказывают экранирующее влияние, затрудняя гидродинамическую взаимосвязь между нагнетательными и добывающими скважинами, рис. 8.2. По этим каналам низкого фильтрационного сопротивления (НФС) фильтруется часть закачиваемой в пласт воды, не оказывая вытесняющего воздействия на нефть, содержащуюся в поровой матрице пласта. Таким образом, существование в продуктивном пласте системы каналов приводит к снижению объёма эффективно расходуемой воды при закачке.

Проницаемость пласта – 50 мД, пористость – 0,2. Варьировались проницаемость моделируемых низкопроницаемых нарушений (5; 0,5; 0,05 мД) и их пористость (0,02; 0,002), а также параметры высокопроницаемых нарушений: проницаемость (500; 5000; 50000 мД) и их пористость (0,25; 0,02). Общее количество расчётных вариантов – 30.

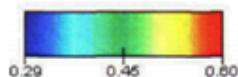
Полученные в результате расчётов результаты показывают [9], что наличие как относительно низкопроницаемых, так и относительно высокопроницаемых нарушений приводит к разобщённости нефтяной залежи на относительно изолированные гидродинамические блоки, характеризующиеся различиями динамики пластового давления, добычи

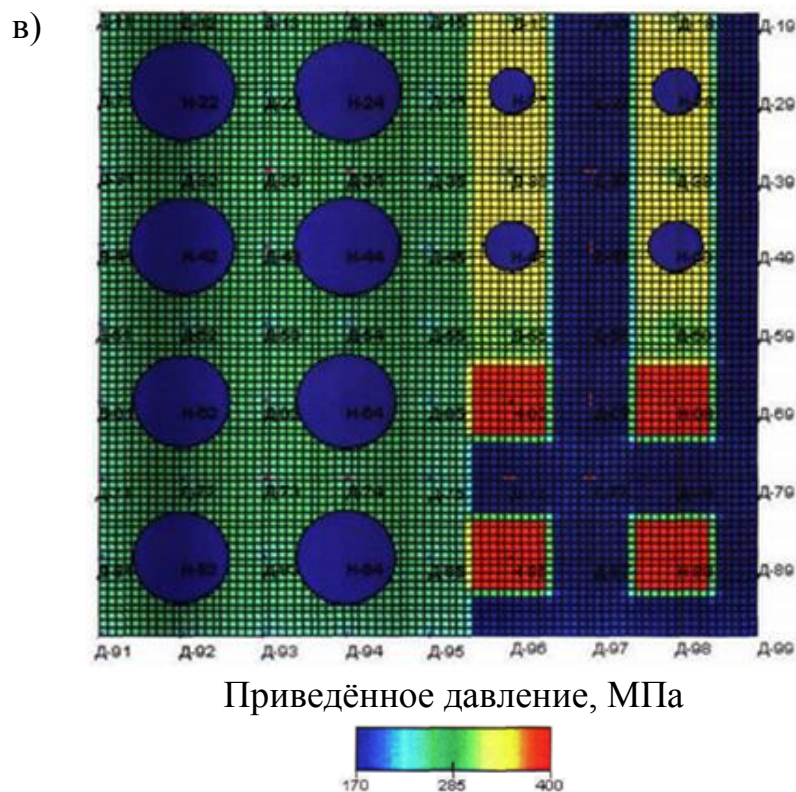


воды и нефти, рис. 8.1. Относительно высокопроницаемые границы оказывают экранирующее влияние, затрудняя гидродинамическую взаимосвязь между нагнетательными и добывающими скважинами, рис. 8.2.



Нефтенасыщенность, доли ед.





**Рис. 8.2. Результаты математического моделирования процесса разработки элемента нефтяной залежи, характеризующейся пластово-блоковым строением при наличии высокопроницаемых и низкопроницаемых границ [9];**

**а** – распределение проницаемости: *красный цвет* – 50 мД, *белый цвет* – 5000 мД, *синий* – 0,05 мД; **б** – распределение нефтенасыщенности через 5 лет после начала разработки; **в** – распределение приведённого давления через 5 лет после начала разработки

При наличии относительно низкопроницаемых границ основное влияние на показатели разработки оказывает их проницаемость. Пористость же практически не влияет. При наличии относительно высокопроницаемых межблоковых границ, наоборот, основное влияние оказывает их пористость. Проницаемость оказывает существенно меньшее влияние, рис. 8.3.

По этим каналам низкого фильтрационного сопротивления (НФС) фильтруется часть закачиваемой в пласт воды, не оказывая вытесняющего воздействия на нефть, содержащуюся в поровой матрице пласта. Таким образом, существование в продуктивном пласте системы каналов приводит к снижению объёма эффективно расходуемой воды при закачке.

Из рис. 8.3 видно, что, в зависимости от фильтрационных параметров нарушений, различие в накопленной добыче нефти, например, за 15 лет, может быть колоссальным: от 3,5 млн. м<sup>3</sup> до почти 5,0 млн. м<sup>3</sup> (!).

В сходной постановке выполнены расчёты в работе [11] для условий пласта ЮВ<sub>1</sub> Ван-Ёганского месторождения. Расчётная сетка состояла из ячеек размером 50x50 м в плане и 0,5 м - по вертикали, с числом ячеек в количестве 175x263x20, всего 920500 ячеек. Сетка ориентирована в направлении север-северо-запад – юг-юго-восток, в соответствии с

преобладающим простиранием разломов, прогнозируемых по результатам интерпретации данных сейсмических исследований.

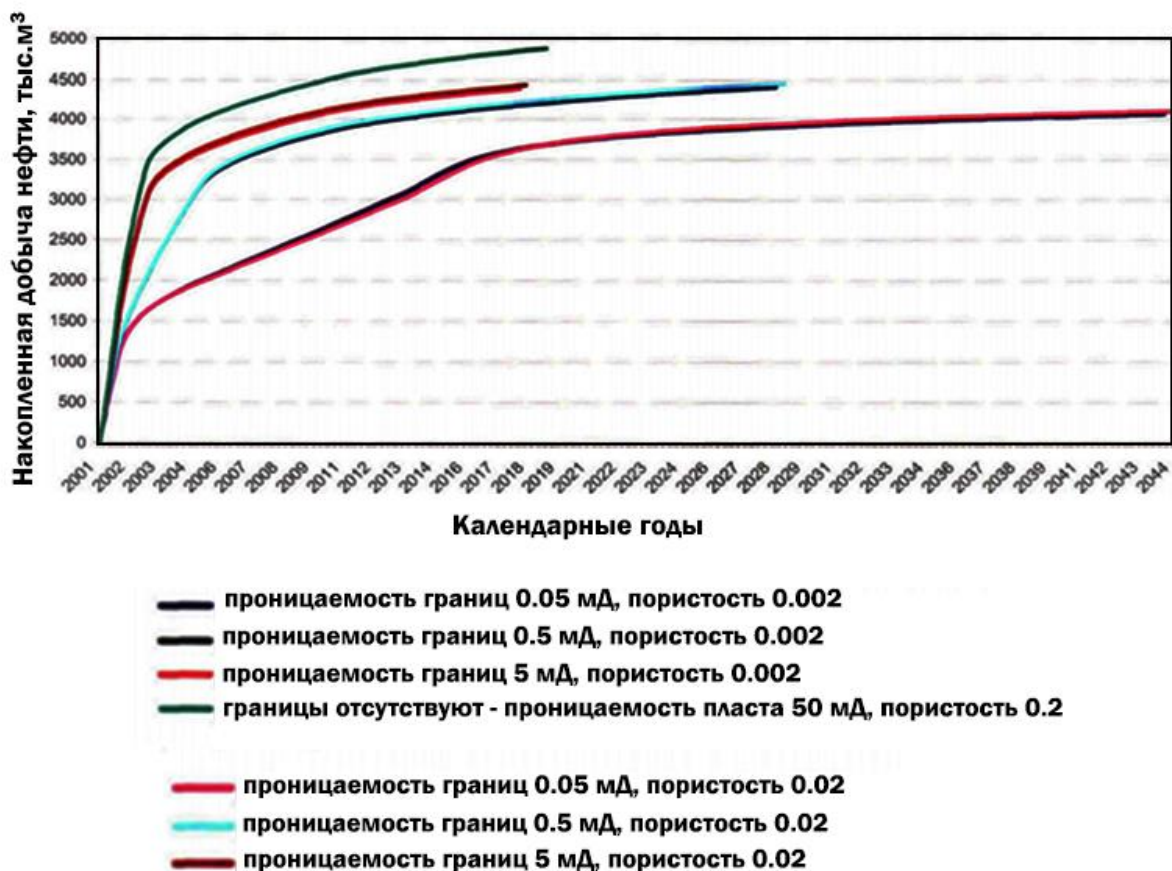


Рис. 8.3. Динамика накопленной добычи нефти при разных параметрах нарушений [9]

Модель являлась композиционной, расчёт проводится по всем фазам - нефти, воде, свободному и растворенному газу.

Были рассчитаны два варианта проницаемости нарушений, располагавшихся в северо-западной и в центральной частях залежи:

а) **проницаемые** нарушения, для чего части ячеек вблизи нарушений считались проводящими;

б) **непроницаемые** нарушения.

По результатам моделирования получены графики добычи газа по скважинам, находящимся в данном районе (рис. 8.4 и 8.5).

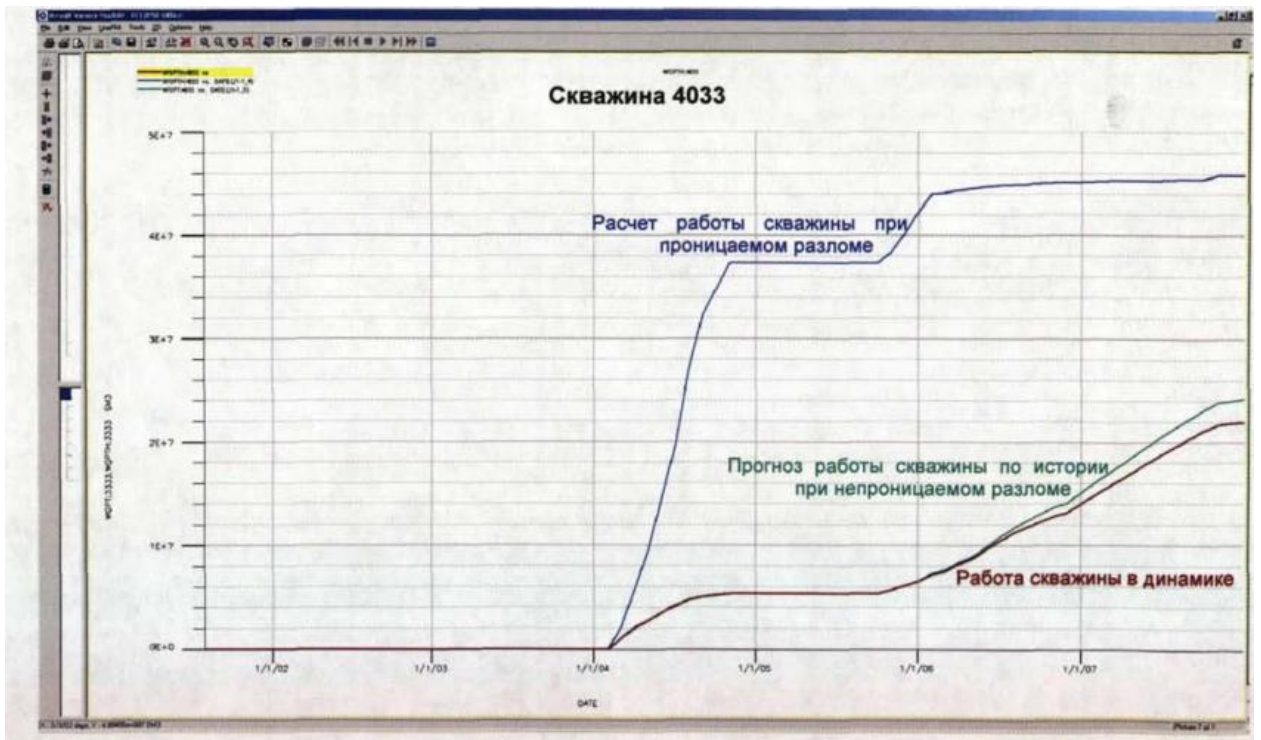


Рис. 8.4. Расчёт добычи газа скважины 4033 пласта ЮВ<sub>1</sub> Ван-Ёганского месторождения [11]

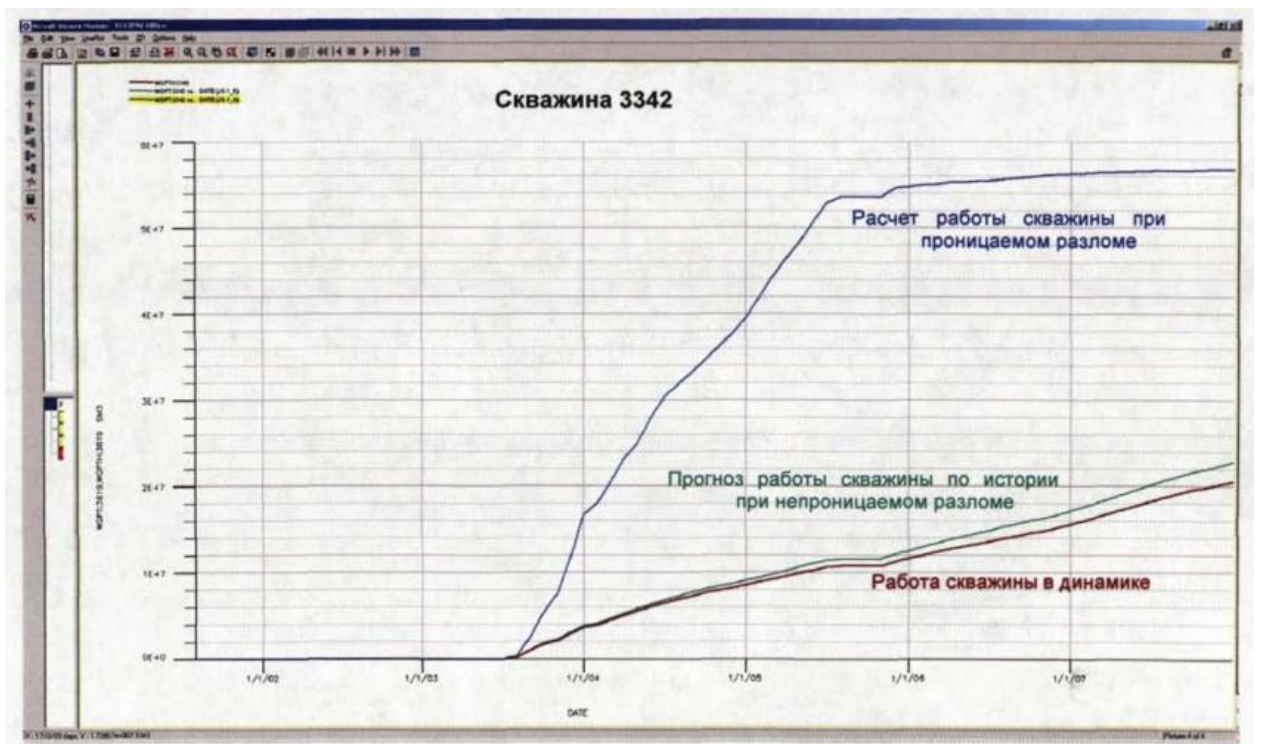


Рис. 8.5. Расчёт добычи газа скважины 3342 пласта ЮВ<sub>1</sub> Ван-Ёганского месторождения [11]

Как следует из результатов расчёта добычи газа (рис. 8.4, 8.5), если считать нарушение в северо-западной части проницаемым, то добыча газа должна быть существенно больше, чем для непроницаемого нарушения.

Кривая расчёта с непроницаемым нарушением – более соответствует фактическим данным, из чего был сделан вывод, что, скорее всего, данное нарушение является непроницаемым [11].

В работе [23] рассмотрена модельная задача о разработке залежи высоковязкой нефти с однородным по проницаемости коллектором, осложнённым двумя параллельными нарушениями. Предполагается, что залежи по обе стороны нарушений сдвинуты по вертикали друг относительно друга, но нарушения имеют повышенную пористость и проницаемость, которая намного превышает проницаемость окружающей породы.

Рассматривалась трёхрядная система разработки со средним расстоянием между скважинами 500 м.

Пористость коллектора 0,12; проницаемость матрицы 0,2 мкм<sup>2</sup>, проницаемость самого нарушения – 20 мкм<sup>2</sup>. При этом проницаемость разлома предполагалась анизотропной: высокая проницаемость имеет место в вертикальном направлении и в направлении распространения разлома, а между сторонами разлома проницаемость совпадает с матричной.

Условия залежи совпадают с условиями пласта А4 Байтуганского месторождения.

Все скважины запускаются в работу одновременно, прекращается добыча при достижении 95%-ой обводнённости продукции скважины.

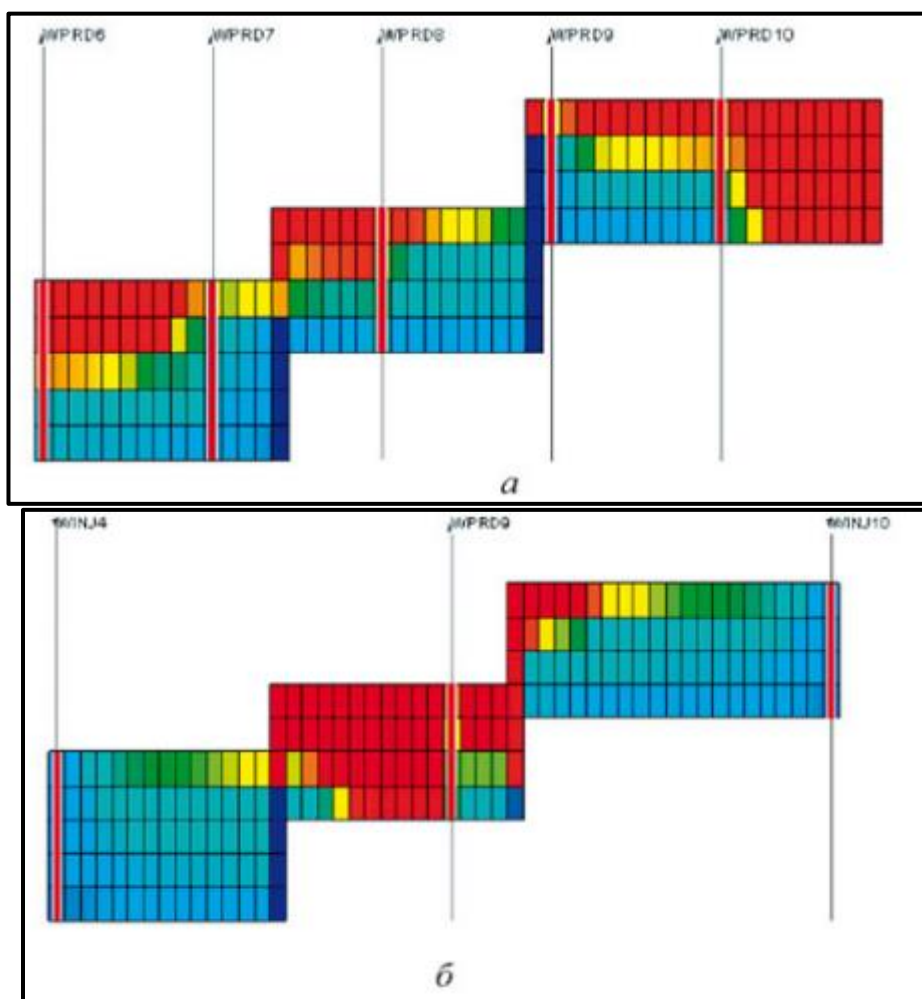
Рассмотрено два варианта размещения скважин: перпендикулярно и параллельно линиям нарушений.

Наличие нарушений способствует заводнению центральной части залежи в первом варианте, но препятствует во втором. Соответственно, в первом варианте нарушения (зоны разуплотнения) становятся каналами проникновения воды в центр залежи, поэтому остаточные запасы нефти сосредоточены в застойных зонах пласта. Во втором же варианте вся центральная часть пласта оказывается невыработанной, рис. 8.6.

В целом, по данным расчётов [ 23] «размещение рядов скважин, параллельное линиям высокопроводящих нарушений, характеризуется длительным безводным периодом, более низкими темпами отбора нефти, и быстрым нарастанием обводнённости после длительного безводного периода. Размещение рядов скважин перпендикулярно линиям нарушений – обеспечивает более высокое пластовое давление, большие темпы отбора, но при этом отличается непродолжительным безводным периодом, но медленными темпами нарастания обводнённости. При обводнённости менее 50% – первый вариант оказывается несколько менее эффективным, чем второй; при обводнённости выше 50% – первый вариант оказывается более эффективным и позволяет достичь более высокого конечного КИН, рис.8.7 и 8.8».

В работах [25, 26] утверждается, что значительное различие проектных и фактических показателей разработки на многих месторождениях Западной Сибири обусловлено учётом при проектировании наличия нарушений,

например, на Кустовой, Восточно-Придорожной, Крапивинской, Новопокурской, Восточно-Перевальной, Выинтойской и других площадях. Этим же объясняется и то, что при разработке юрских отложений на основных месторождениях Пур-Тазовского НГБ утверждённые величины КИН не достигаются, выработка ведётся весьма с малой эффективностью: при обводнённости 60% величина КИН=0,15, при обводнённости 41% значение КИН=0,1 [25].



**Рис. 8.6.** Разрезы кубов нефтенасыщенности на конец расчётного периода для первого (а) и второго (б) вариантов размещения рядов скважин относительно рядов нарушений [23].

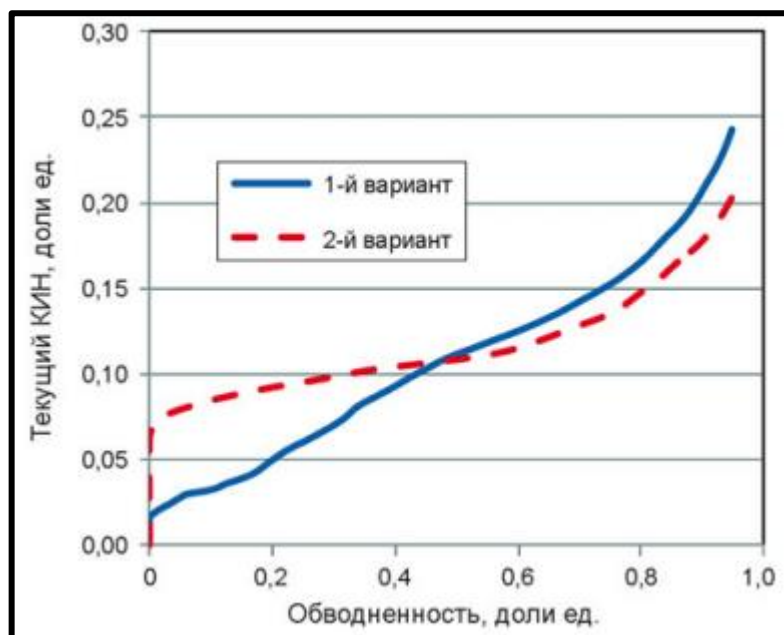


Рис. 8.7. Зависимость текущего КИН от обводнённости для различных вариантов размещения рядов скважин относительно линий разломов [23]

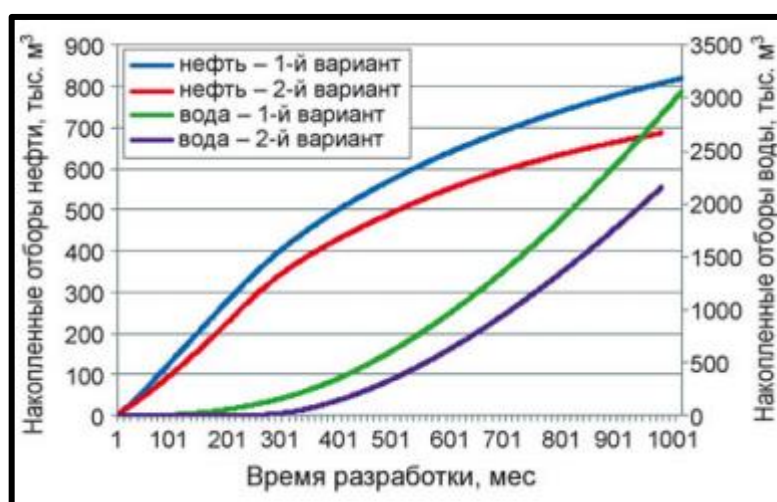


Рис. 8.8. Динамика накопленных отборов нефти и воды для различных вариантов размещения рядов скважин относительно разломов [23]

По результатам численных экспериментов, выполненных в работе [25] для условий Харампурского месторождения, получено, что при использовании стандартной площадной системы размещения скважин, основанной на предположении об отсутствии непроницаемых экранов, разработка оказывается неэффективной.

Гораздо эффективнее вторая система, когда по обе стороны от нарушения добывающие скважины переводятся под нагнетание через год после пуска. При применении этой системы за 2000 дней эксплуатации накопленная добыча оказалась на 8,5% (относительных) выше, чем при стандартной системе размещения и назначения скважин (пятиточечная площадная система без учёта наличия непроницаемых экранов).

Например, на рис. 8.9 и 8.10 показано распределение нефтенасыщенности на моделируемом участке через 2000 суток эксплуатации: а) при пятиточечной системе разработки без учёта нарушений и б) при системе разработки, с расположением нагнетательных скважин непосредственно вдоль и по обе стороны непроницаемого экрана [25].

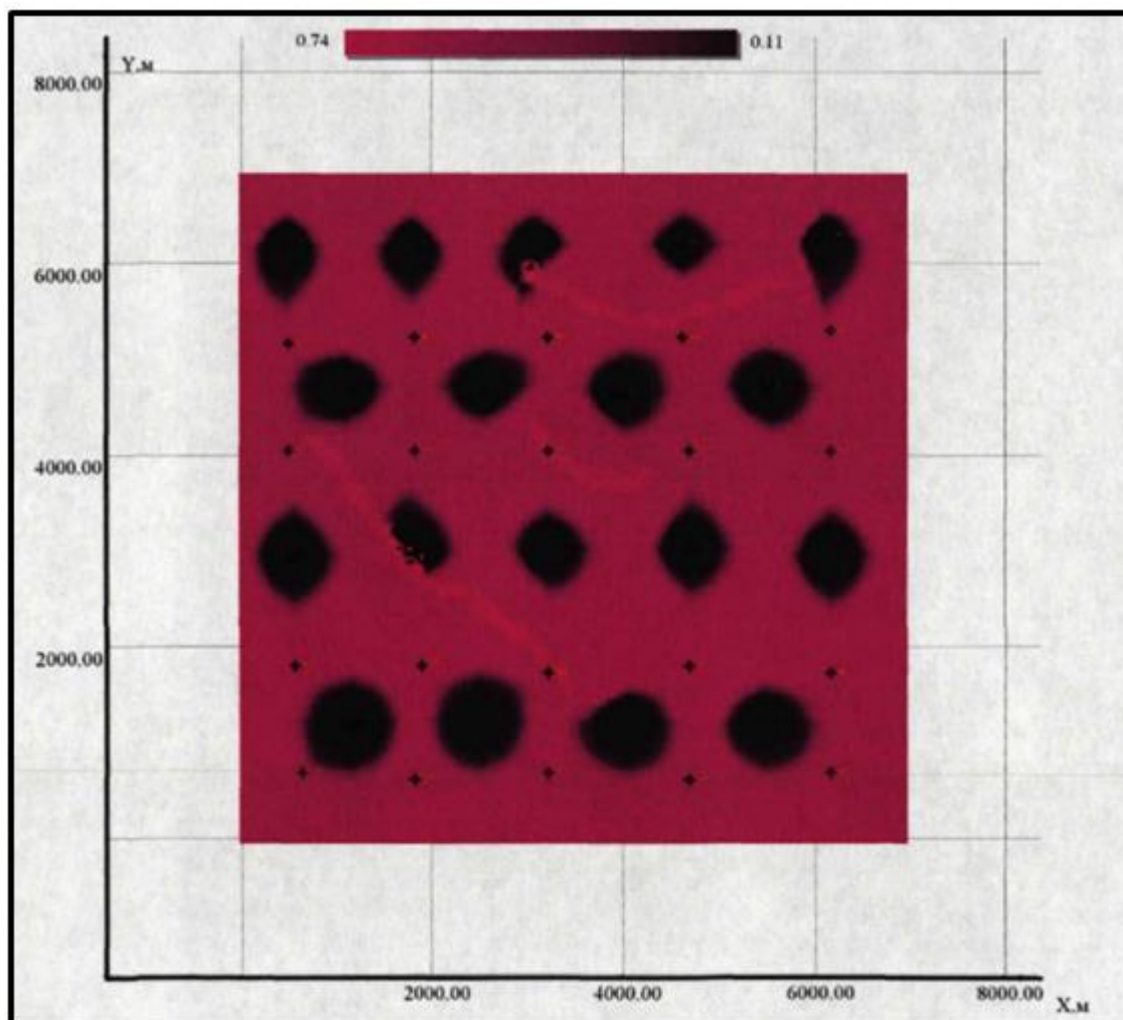


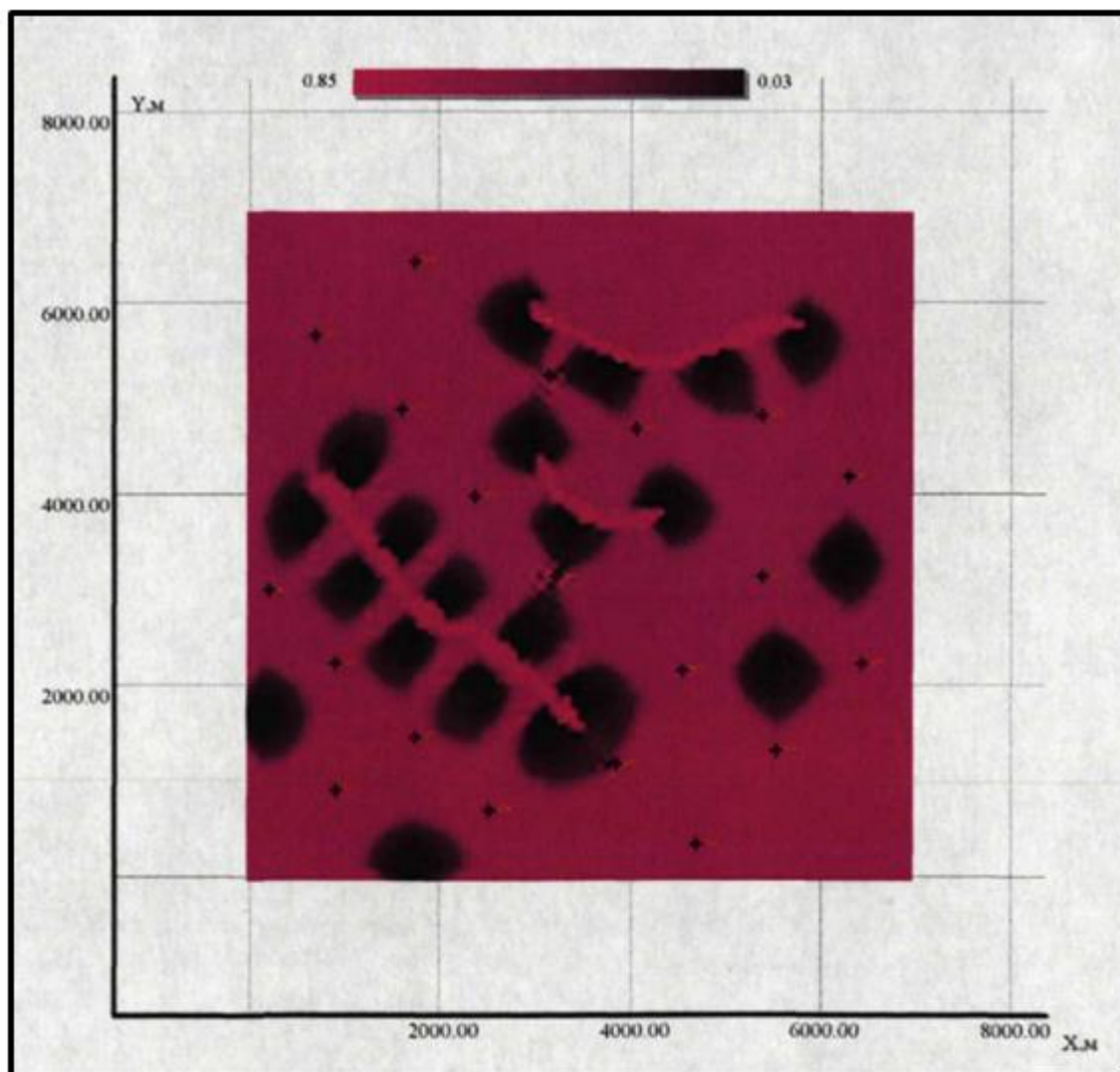
Рис. 8.9. Распределение нефтенасыщенности на моделируемом участке через 2000 суток эксплуатации при пятиточечной системе разработки *без учёта нарушений* [25]; *светло-красными линиями* показаны непроницаемые нарушения

Текущий коэффициент извлечения нефти после разработки блока в течение 2000 суток для пятиточечной сетки скважин равен 0,126, а для адаптивной сетки – 0,137.

Значительные потери в добыче, возникающие за счёт неучёта нарушений, декларируются и в патенте [74]: расстановка и назначение скважин с учётом зон разуплотнения позволяет повысить охват выработкой запасов нефти коллекторах, увеличить дебиты нефти добывающих скважин, **повысить коэффициент извлечения нефти из пласта на 4-10 абсолютных пункта.**



В расчётном примере, приведённом в работе [72], получено, что **срок разработки при размещении скважин в зонах нарушений сокращается вдвое, при этом нефтеотдача увеличивается на 1 абс. пункт.**



**Рис. 8.10. Распределение нефтенасыщенности на моделируемом участке через 2000 суток эксплуатации при адаптивной системе разработки, с расположением нагнетательных скважин непосредственно вдоль и по обе стороны непроницаемого экрана [25]; светло-красными линиями показаны непроницаемые нарушения**

Естественно, влияние нарушения и величины его проводимости оказывается более значительным, если имеется существенное смещение блоков пласта по обе стороны нарушения и нарушается прямой обмен флюидами между блоками. В этой связи, необходимо отметить две работы.

В работе [12] рассмотрено двумерное течение в пласте, представленном на рис.8.11а. Оно представляет собой вытеснение нефти водой от галереи нагнетательных к галерее добывающих скважин; между галереями находится высокопроницаемое нарушение (разлом). Рассмотрено два варианта:

А) коллекторские свойства нарушения равны коллекторским свойствам пород пласта. В этом случае, ввиду смещения пластов, вытеснение нефти в правой части пласта может происходить только через водоносный слой (линии тока показаны на рис.8.12а).

Б) проницаемость нарушения – в 50 раз выше проницаемости водоносного пласта в правой части рассмотренной области, и в 17 раз выше нефтеносного пласта в левой части области, раскрытость трещины равна 0,01 от протяжённости всей рассмотренной области. Это приводит к перетокам флюидов вдоль нарушения и наличию гидродинамической связи через него между всеми пластами, как правой, так и левой части рассмотренной области (линии тока показаны на рис.8.12б).

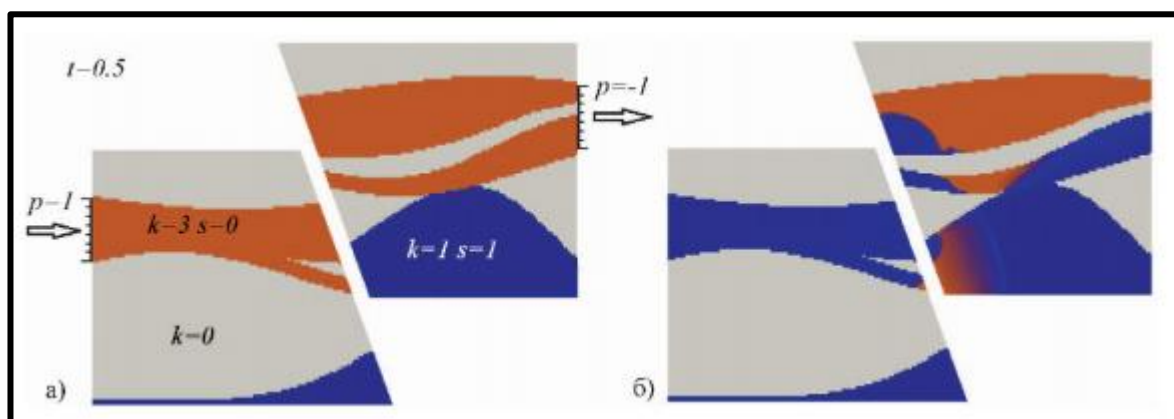


Рис. 8.11. Распределение водонасыщенности в начальный момент времени (а) и в момент  $t = 0,5$  (б) для варианта проницаемого разлома [12]

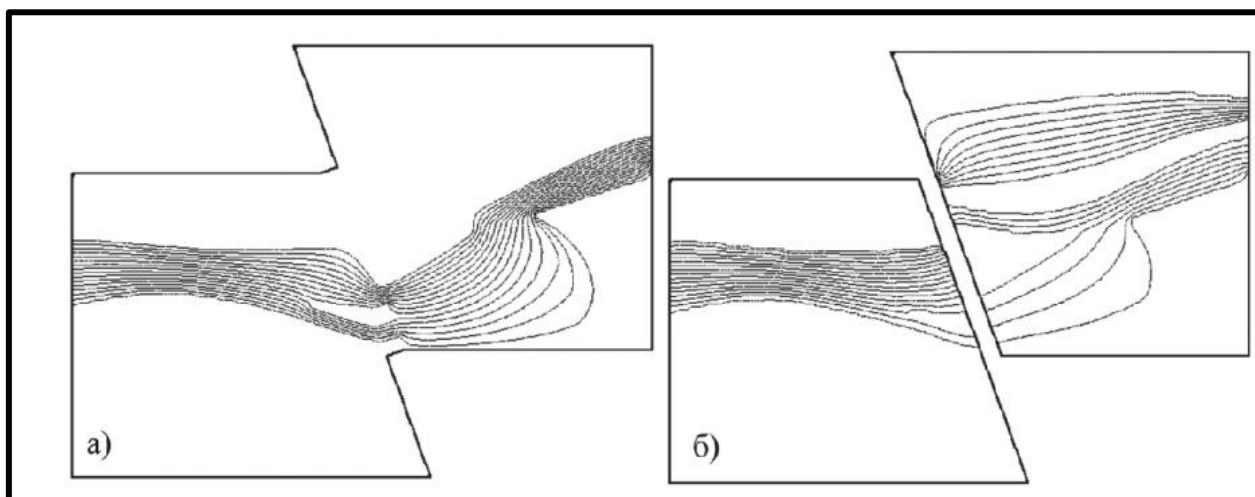


Рис. 8.12. Линии тока на момент  $t = 0,1$  для фильтрации без учёта течения по разлому (а) и с учётом высокой проницаемости разлома (б) [12]

Из рис. 8.11б и 8.12б видно, что при проницаемом разломе нефтеносный пласт справа от разлома затронут заводнением, а в случае непроницаемого разлома пласт справа от разлома – заводнением не затронут. Поэтому

значительно различается для этих случаев и динамика обводнения продукции, рис. 8.13.

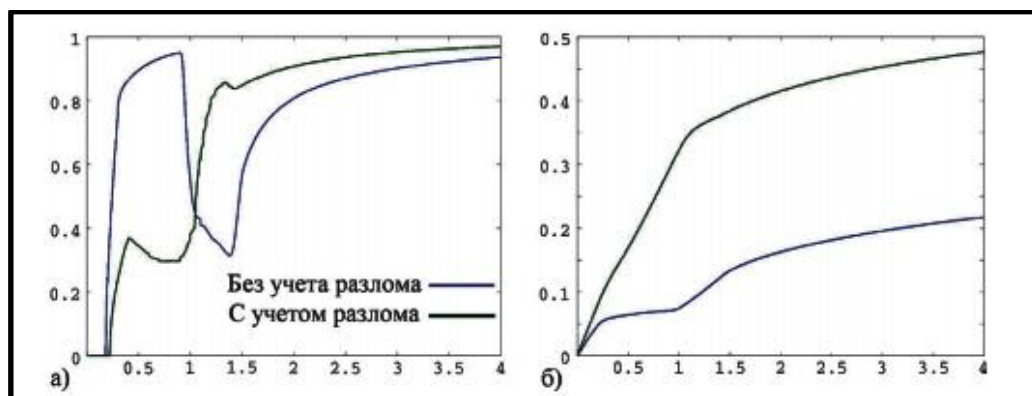


Рис. 8.13. Динамика обводнённости продукции (а) и накопленного отбора нефти (б) [12]

В работе [19] рассмотрена гипотетическая залежь углеводородов, осложнённая тектоническим нарушением с вертикальным смещением в 20 м, который проходит через всю толщину модели в центральной (купольной) части структуры (рис. 8.14). Сама залежь углеводородов сложена двумя продуктивными пропластками, с различными ФЕС, равной толщины, и разделёнными глинистой перемычкой толщины, равной 3 м. За счёт вертикального смещения, по обе стороны нарушения граничат пропластки с существенно различными ФЕС. Модель имеет размерность 100x100x35 ячеек, размеры ячеек в плане 50 · 50 м, по вертикали — 1 м.

Данные, необходимые для моделирования, в работе [19] приняты по аналогии с одним из действующих месторождений Западной Сибири и соответствуют характерным параметрам ряда юрских залежей нефти.

Расчёты в работе [19] проведены для двух вариантов фильтрационных свойств нарушения: полностью проводящего и полностью непроводящего. Рассмотрена система разработки залежи горизонтальными скважинами (ГС) без воздействия на пласт, на естественном режиме. В различных вариантах расчётов ГС располагались или только в части залежи справа от нарушения, или только слева, или по обе стороны от него (последний вариант показан на рис. 8.14).

**Результаты расчётов наглядно демонстрируют колоссальное различие в основных показателях разработки для разных вариантов, отличающихся друг от друга как разной проводимостью нарушения, так и характером размещения горизонтальных скважин, что, например, показано на рис. 8.15 [19].**

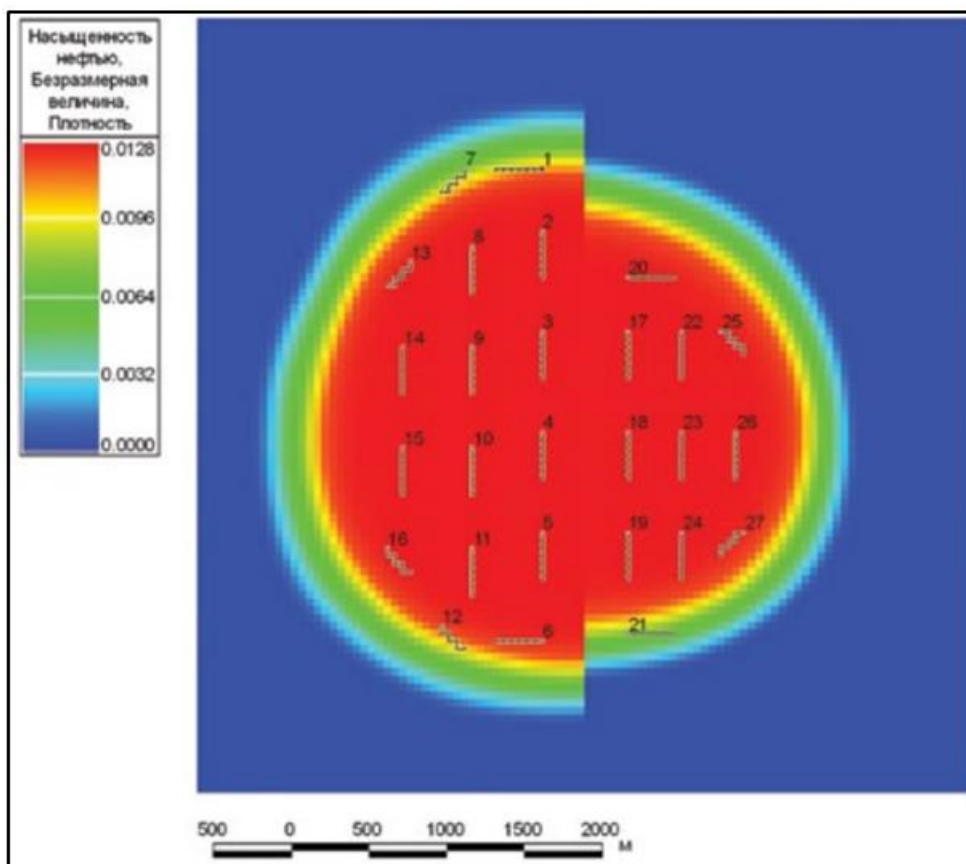


Рис. 8.14. Один из вариантов размещения горизонтальных скважин при численном моделировании разработки, выполненном в работе [19]

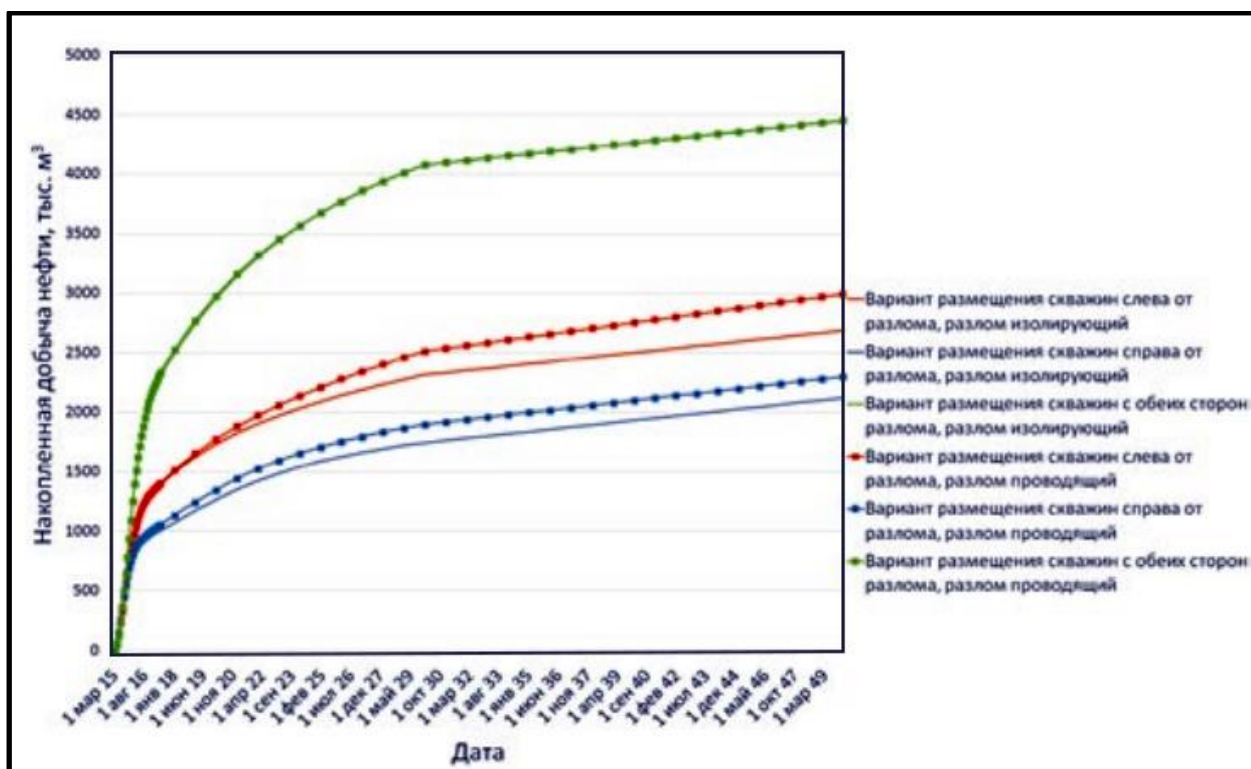


Рис. 8.15. Динамика накопленной добычи нефти при различных вариантах размещения горизонтальных скважин и величинах проводимости нарушения [19]

**Дополнительное численное моделирование для оценки возможных потерь в коэффициенте извлечения нефти при неучёте или неверном учёте фильтрационной значимости нарушений, выполнено и авторами настоящей работы.** Постановочная часть расчётов несколько отличается от постановки, принятой в работах [9, 11, 23, 25], хотя, в целом, близка.

В расчётах использована следующая модель.

- Вычислительная сетка – прямоугольная блочно-центрированная,
- Моделировалась двухфазная фильтрация нефти и воды без учёта капиллярных сил,
- Размеры ячеек по осям X, Y, Z – 25·25·16 м,
- Количество ячеек по осям X, Y, Z – 157·19·11,
- Глубина кровли – 2010 м,
- Проницаемость пласта – 39 мД,
- Проницаемость нарушений – 0, 39 или 3900 мД,
- Пористость пласта – 0,15 доли единицы,
- Объёмный коэффициент воды – 1,01 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,
- Сжимаемость воды – 4,7·10<sup>-5</sup> 1/бар,
- Вязкость воды – 0,4 мПа·с,
- Объёмный коэффициент нефти – 1,15 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,
- Сжимаемость нефти – 1,01·10<sup>-4</sup> 1/бар,
- Вязкость нефти – 1,3 мПа·с,
- Сжимаемость породы – 4,7·10<sup>-5</sup> 1/бар,
- Растворимость газа в нефти – 121 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,
- Давление насыщения нефти газом – 165 бар,
- Начальное пластовое давление – 201 бар,
- Начальная водонасыщенность – 0,27 (доли единицы),
- Начальные геологические запасы нефти – 28556220 м<sup>3</sup>.
- Заводнение – по двухрядной системе расстановки скважин,
- Добывающие скважины работают при постоянном забойном давлении 165 бар и ограничении на дебит жидкости, равном 50 м<sup>3</sup>/сут,
- Нагнетательные скважины работают при постоянном расходе воды 450 м<sup>3</sup>/сут и ограничении на величину забойного давления, равной 251 бар,
- Скин-факторы скважин равны 0,
- Предельный срок разработки – 40 лет,
- Все скважины разбуриваются и вводятся в эксплуатацию одновременно.

Имена добывающих скважин заканчиваются на «Р», а нагнетательных - на «I». Использованные кривые фазовых проницаемостей показаны на рис.8.16.

В соответствии с приведённым выше кратким обзором типов нарушений, их фильтрационных параметров, а также значимости для разработки, рассмотрено несколько вариантов геологической структуры моделируемого участка пласта со следующими их обозначениями:

- О – однородный моделируемый участок пласта;
- Н – наличие на моделируемом участке **непроницаемых**, параллельных друг другу нарушений;
- С – наличие на моделируемом участке **сверхпроводящих**, параллельных друг другу нарушений;
- НС – наличие на моделируемом участке параллельных друг другу **непроницаемых нарушений, по обе стороны от каждого из которых расположены узкие сверхпроводящие полосы**;
- СА – наличие на моделируемом участке **сверхпроводящих**, параллельных друг другу нарушений, каждое из которых пересекает нижележащий водоносный горизонт («аквифер»).

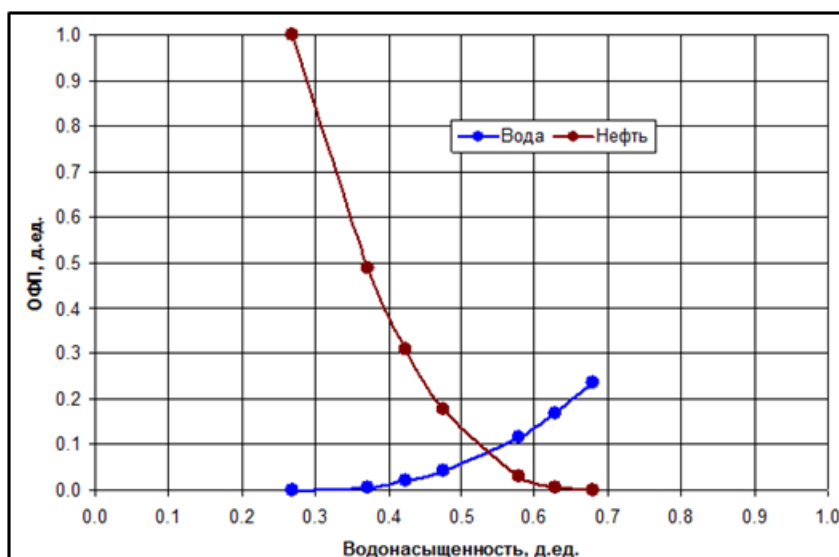


Рис. 8.16. Кривые фазовых проницаемостей, принятые в данной работе для моделирования разработки участка пласта, во всех рассмотренных вариантах его геологической структуры и систем расстановки скважин

В соответствии с приведёнными выше литературными данными, исходили из того, что каждой структуре соответствует некоторая оптимальная расстановка скважин в рамках принятой двухрядной системы.

При расчёте моделировались варианты, когда разработчик принял или верную, или неверную гипотезу о строении пласта. Соответственно, для каждого варианта геологической структуры моделировалась разработка с применением разных систем расстановки скважин: как оптимальной для реально существующего варианта структуры пласта, так и оптимальной для совсем другой структуры, но предполагаемой разработчиком истинной.

В связи с этим расчётные варианты индексировались по двухбуквенной системе: первая буква – реальная структура участка, как обозначено выше, а вторая – принятая система расстановки скважин; её обозначения были следующими:

- о* – вариант размещения скважин соответствует гипотезе об однородном участке пласта, без какой-либо роли нарушений, выделенных по геофизическим данным;
- н* – вариант размещения скважин соответствует гипотезе о наличии непроницаемых нарушений;
- с* – вариант размещения скважин соответствует гипотезе о наличии сверхпроводящих нарушений.

**Таким образом, например, обозначение *Сн* означает вариант, когда на участке существуют сверхпроводящие нарушения, но расстановка скважин принята такой, которая оптимальна для случая непроницаемых нарушений.**

Для иллюстрации, для случаев, когда реальная структура и расстановка скважин согласованы друг с другом, ниже приведены поля проницаемости, а также нефтенасыщенности – через год и в конце разработки (40 лет), рис. 8.17 – 8.25.

Возникает вопрос, насколько будут отличны варианты размещения скважин для различных структур участка, и скажется ли это на динамике разработки. В принципе, из литературных данных, приведённых выше, а также из результатов расчётов, проведённых авторами данной работы, например, рис. 8.26, следует, что различие в коэффициенте извлечения нефти для разных систем расстановки скважин, но при одной и той же структуре пласта – может быть достаточно велико. Как следует, например, из данных рис.8.26, гипотеза об однородности участка и выбор расстановки скважин в соответствии с этой гипотезой, при том, что на участке есть нарушения – приводит к существенно меньшей выработанности участка за 20 лет его разработки.

В качестве критерия оптимальности разработки выбрана величина текущего КИН, как наиболее важной величины, определяющей как выполнение требований законодательства об охране и рациональном использовании недр, так и являющейся основой для оценки экономической рентабельности разработки.

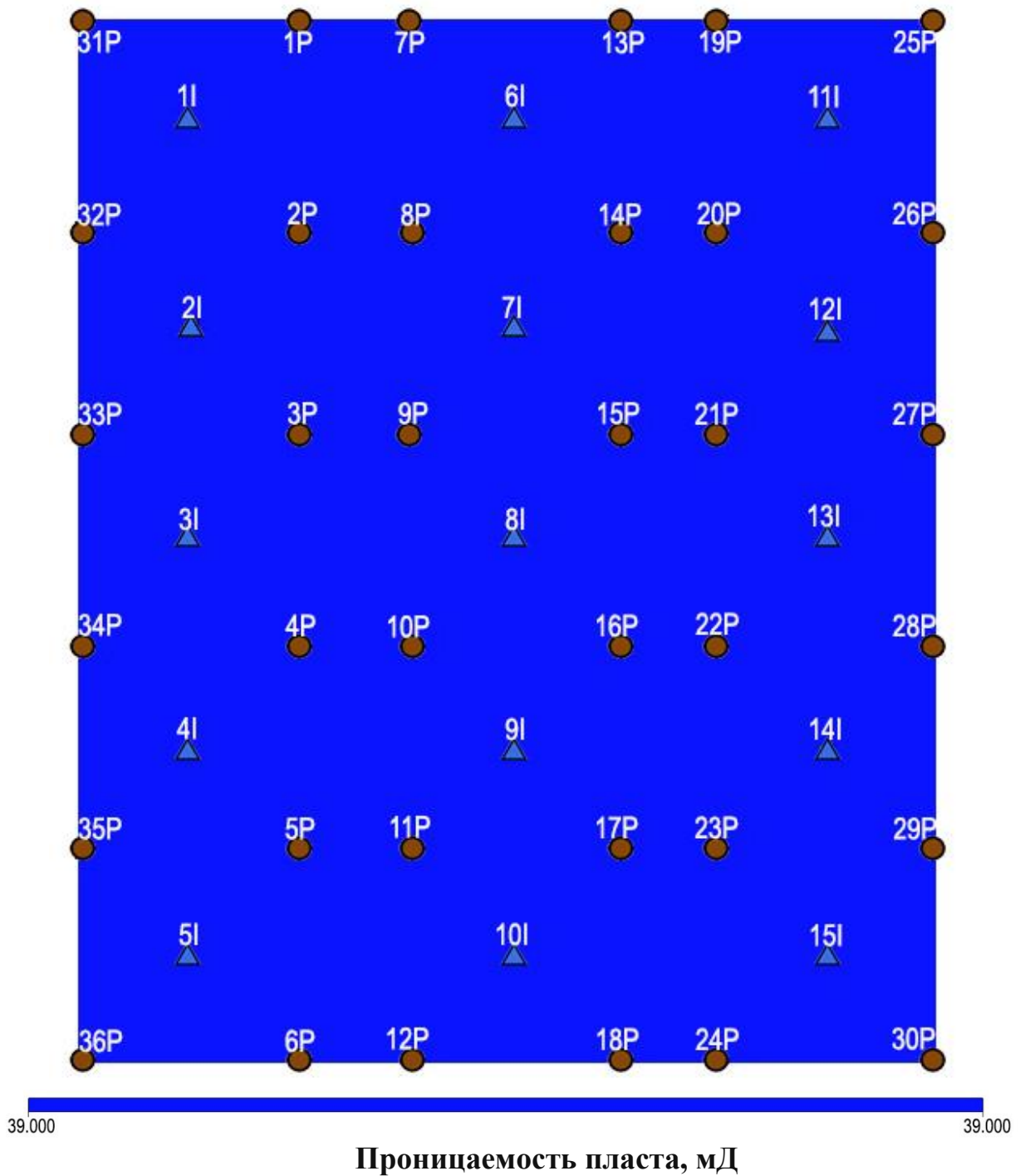
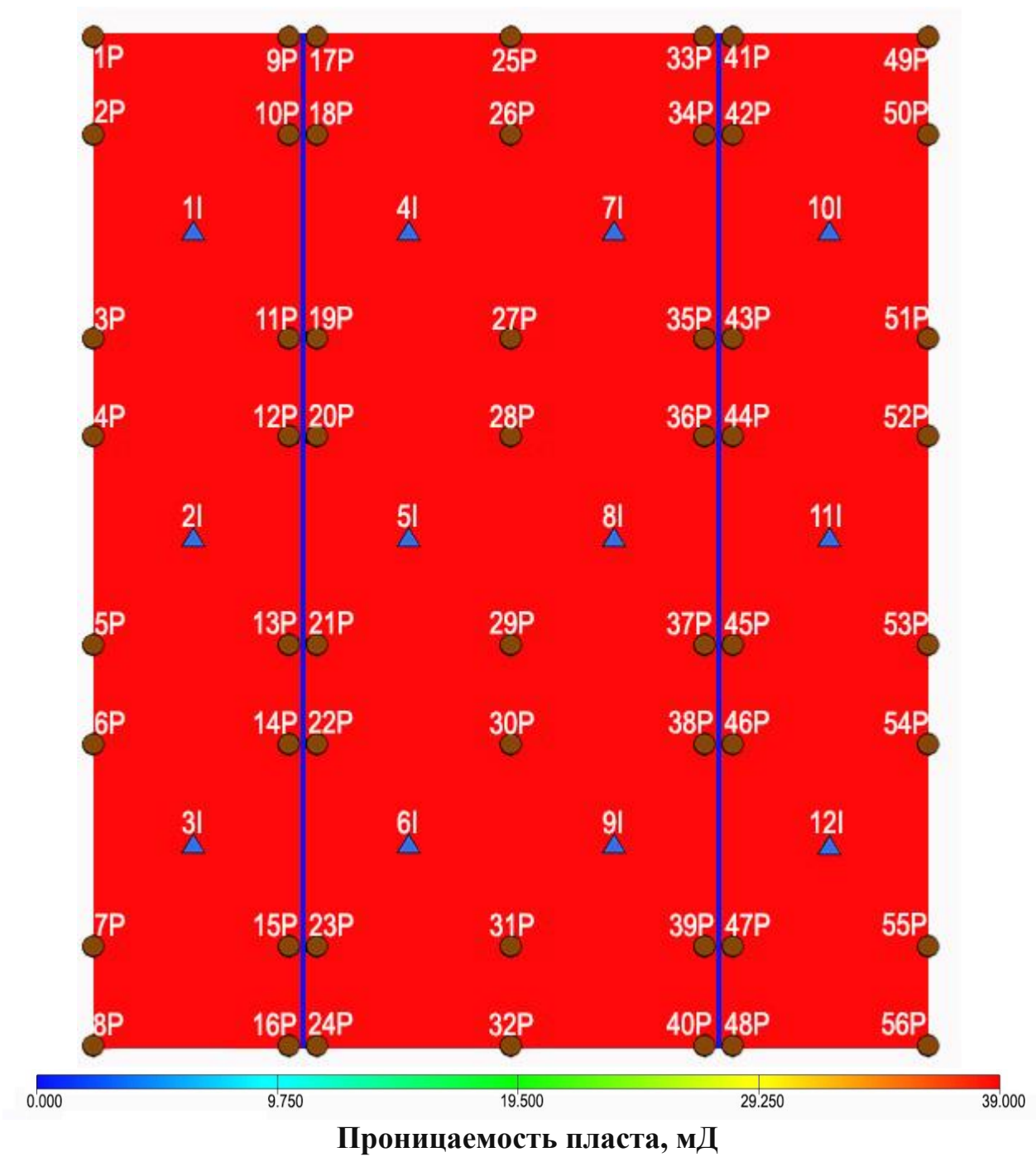
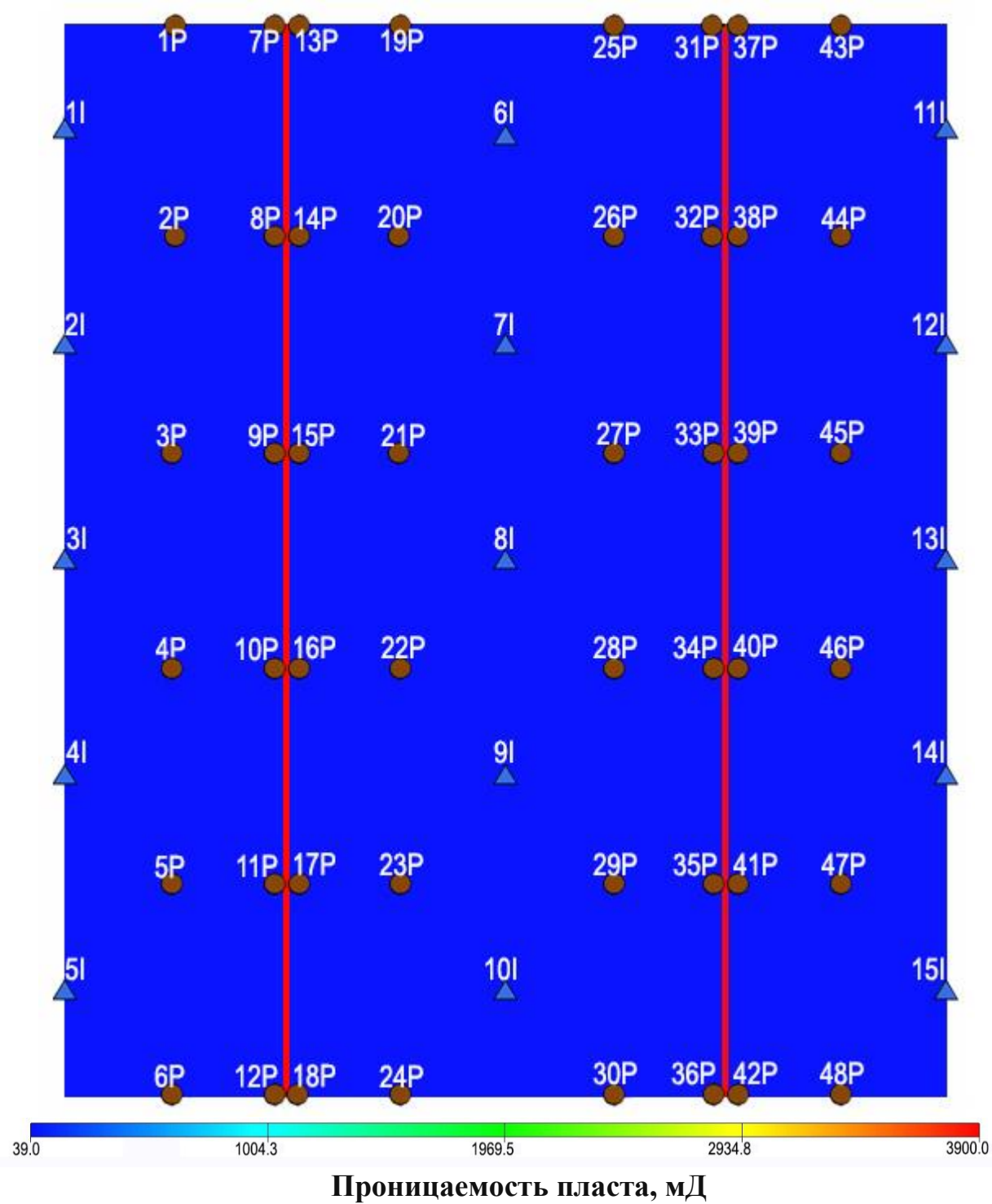


Рис. 8.17. Поле проницаемости и система расстановки скважин для однородного участка пласта





**Рис. 8.18. Поле проницаемости и система расстановки скважин для участка пласта с непроницаемыми нарушениями**



**Рис. 8.19. Поле проницаемости и система расстановки скважин для участка пласта со сверхпроводящими нарушениями**

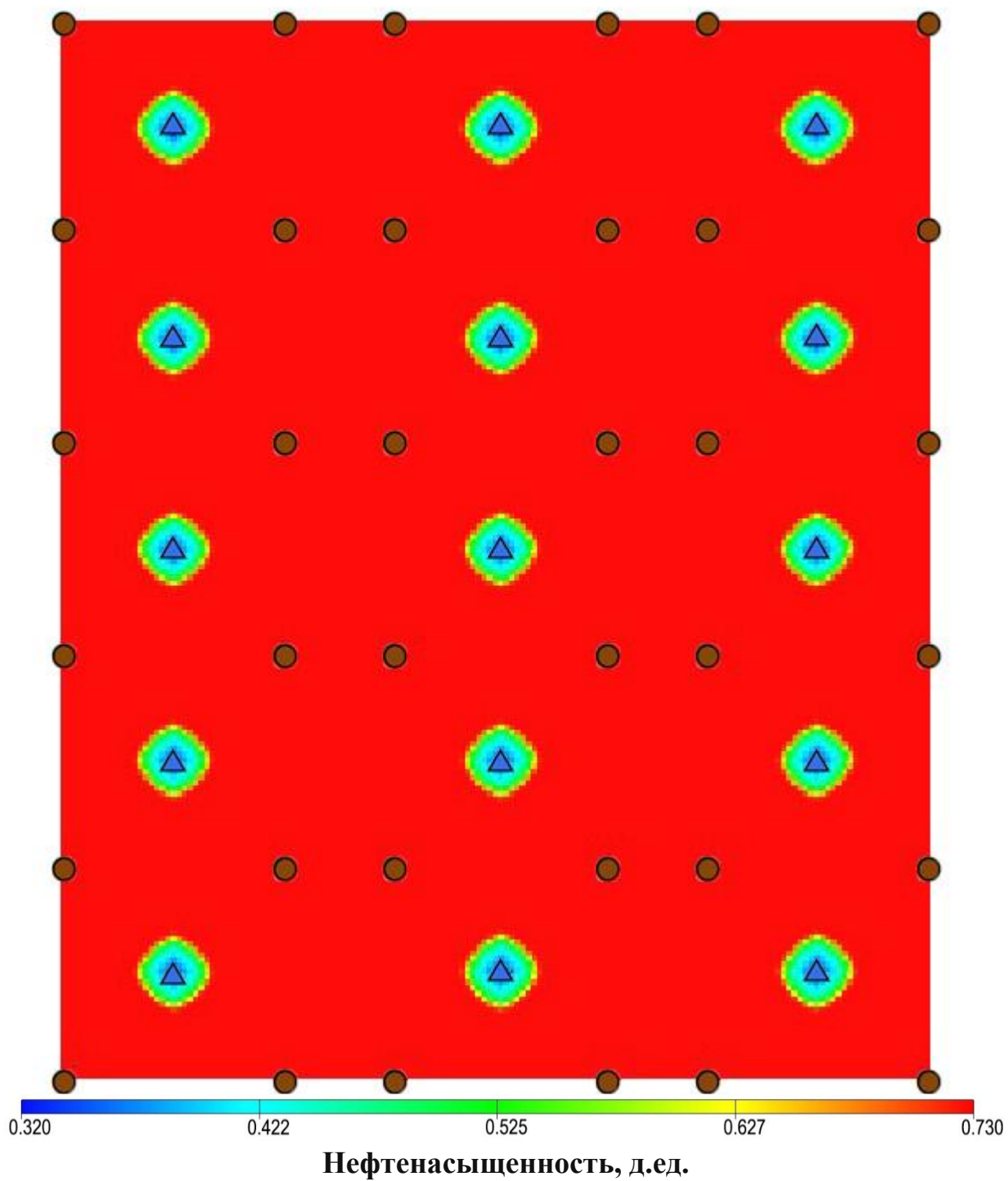
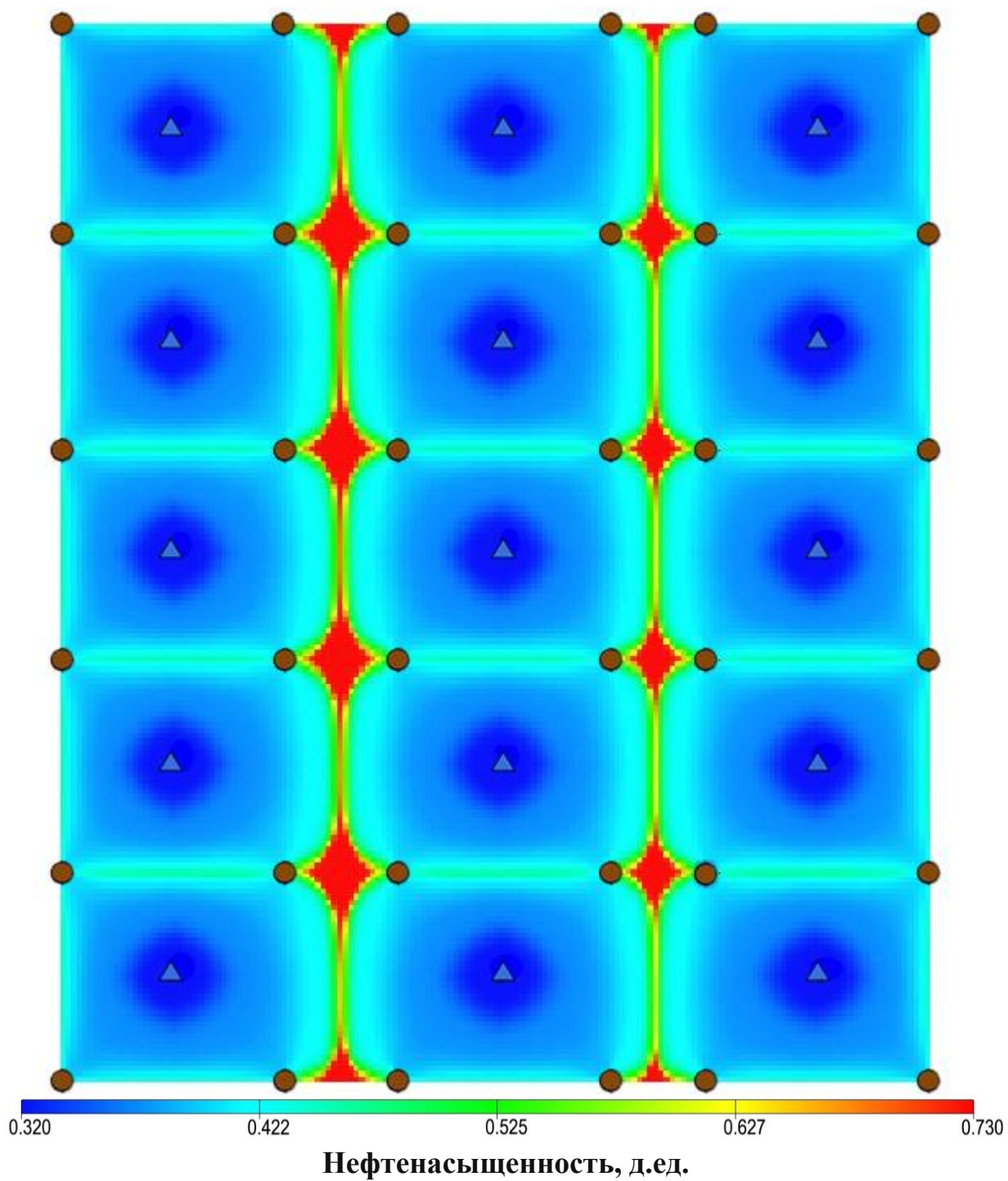
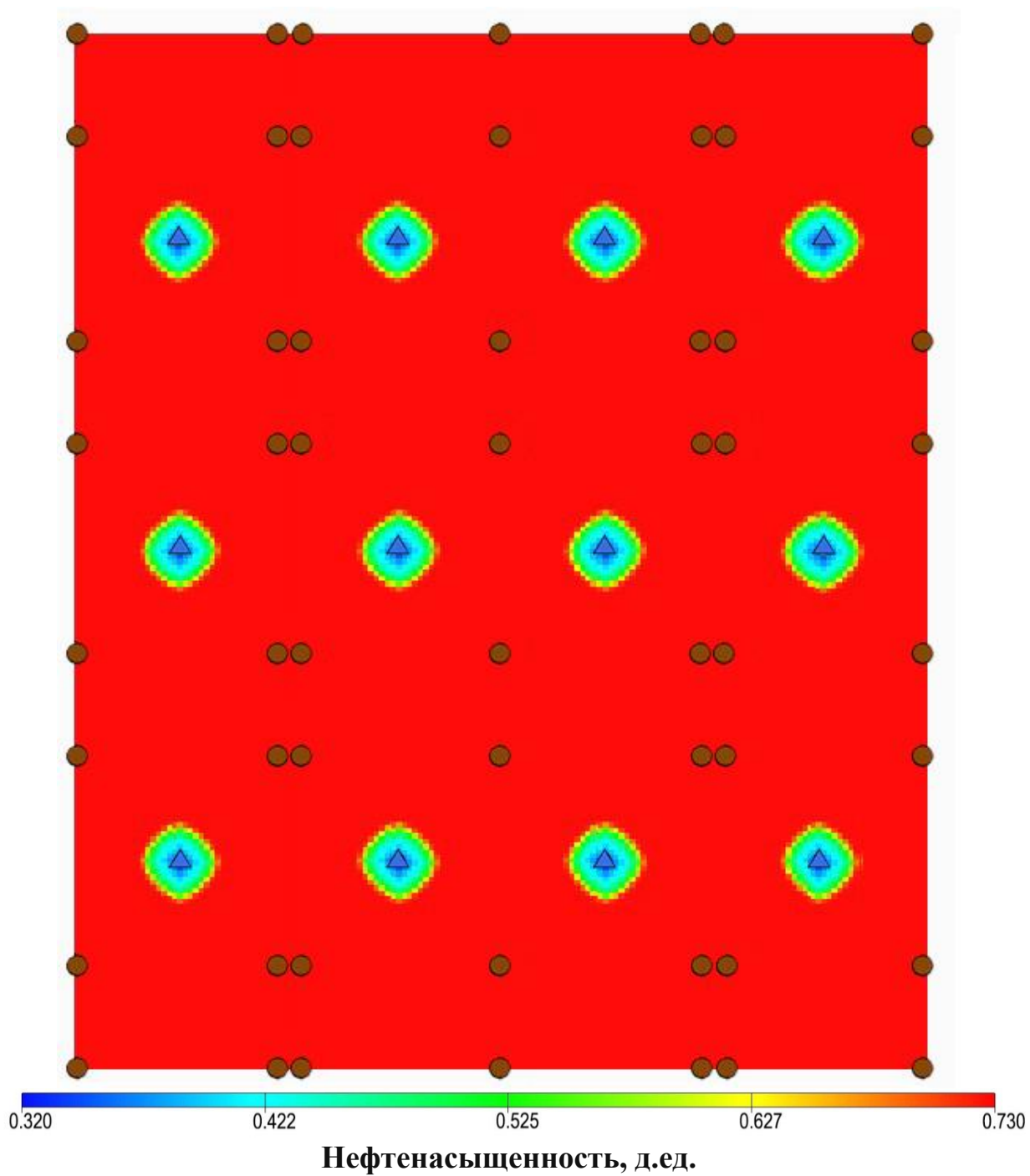


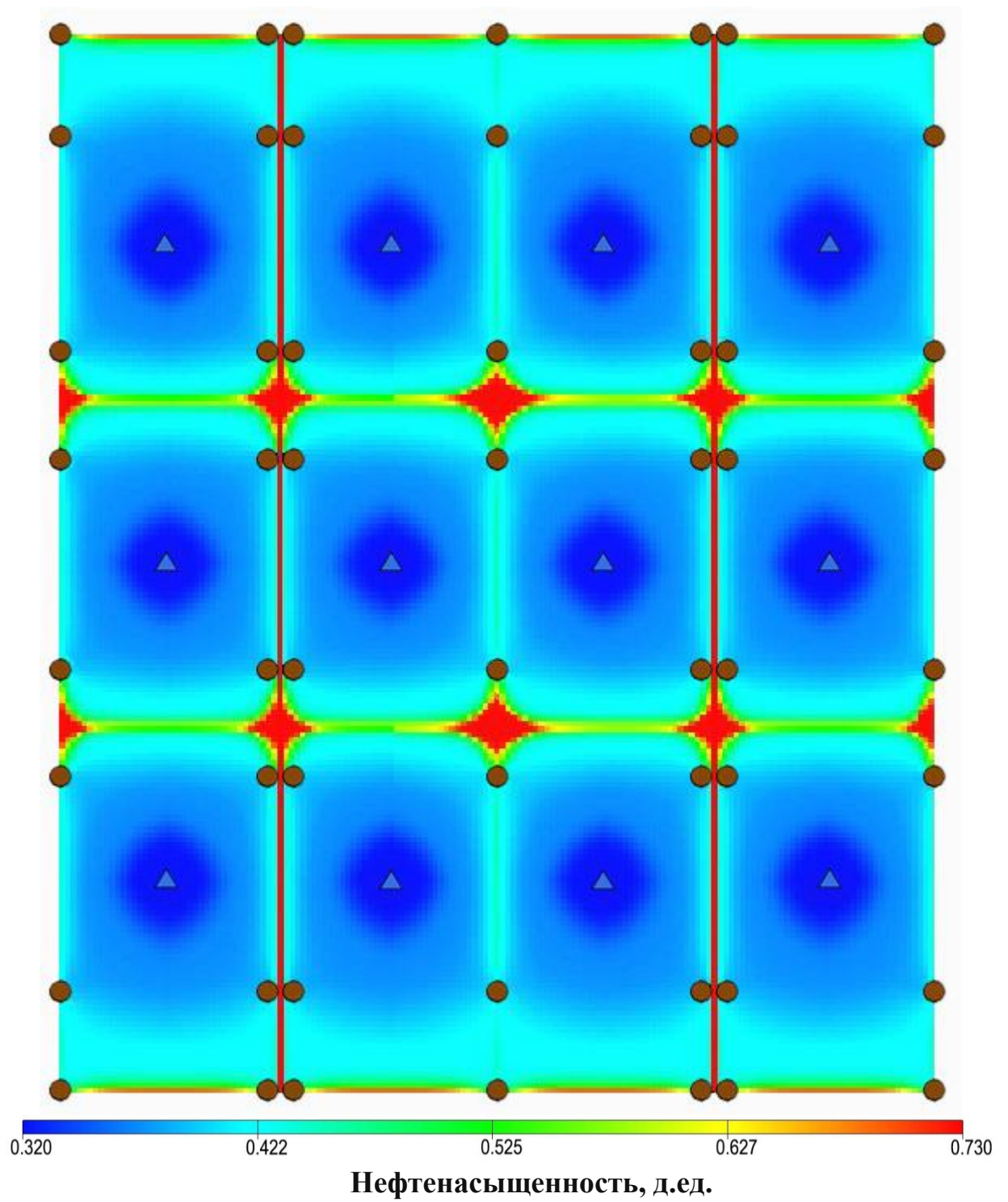
Рис. 8.20. Распределение нефтенасыщенности через 1 год после начала разработки для однородного участка пласта



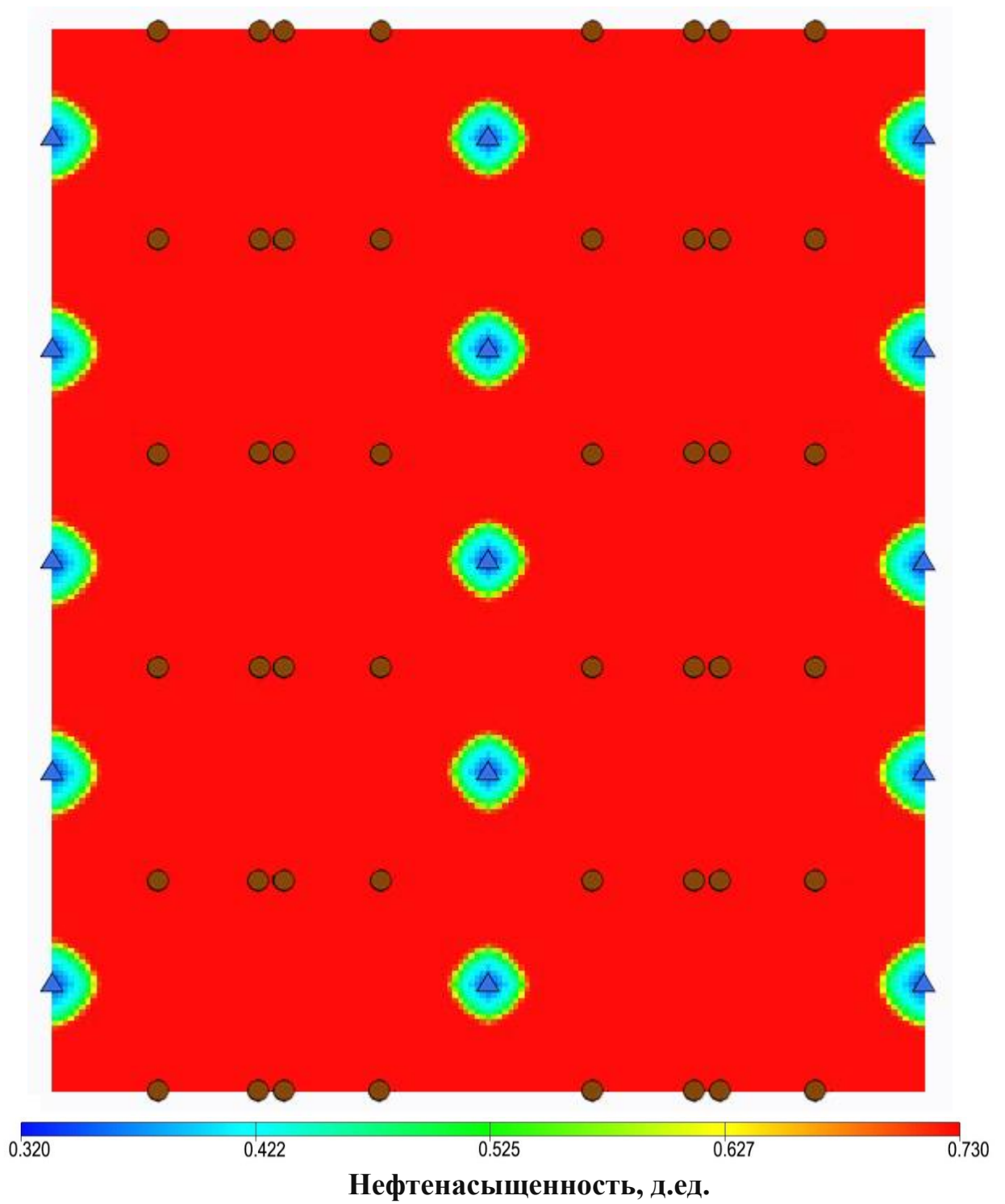
**Рис. 8.21.** Распределение нефтенасыщенности через 40 лет после начала разработки для однородного участка пласта



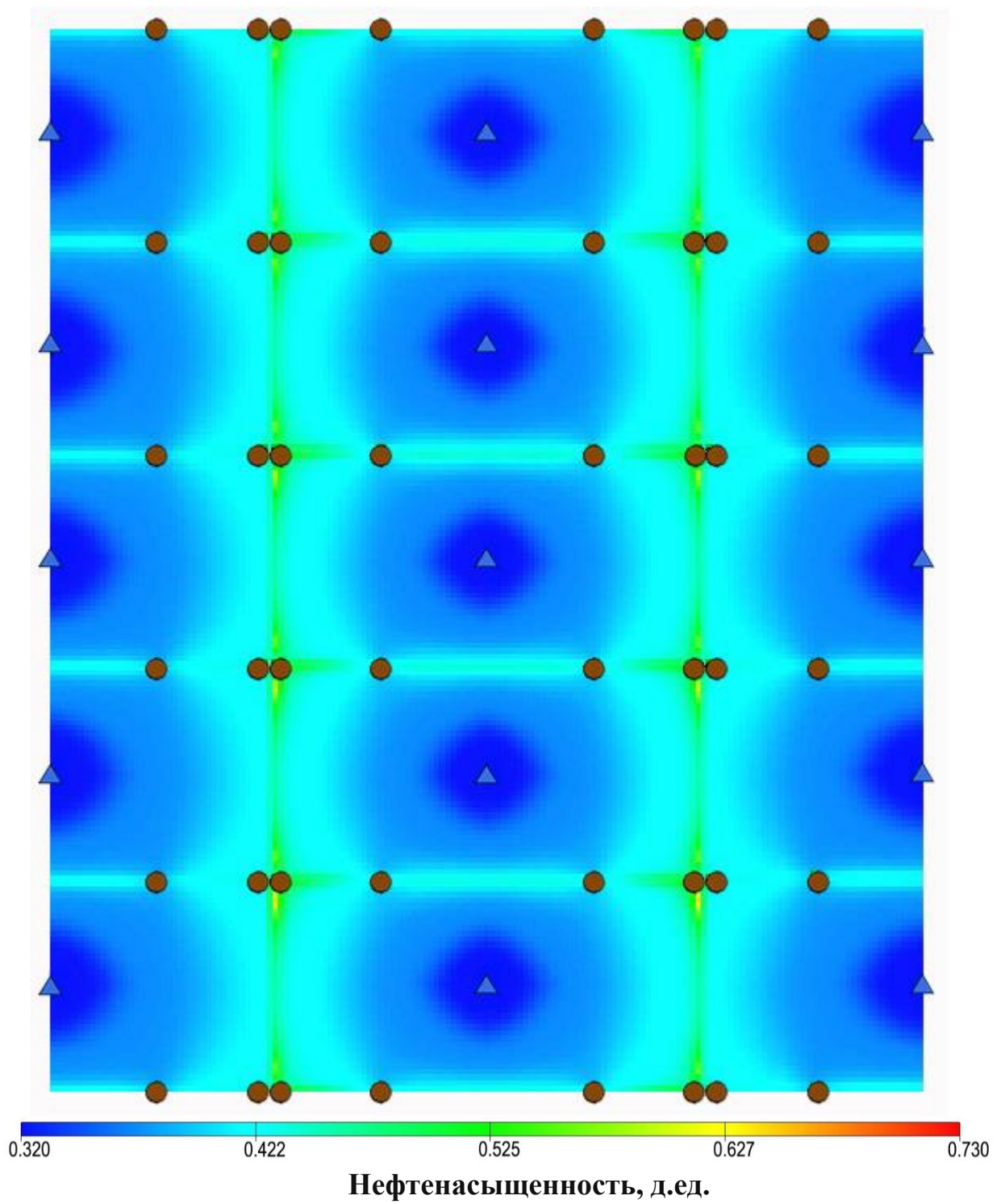
**Рис. 8.22.** Распределение нефтенасыщенности через 1 год после начала разработки для участка пласта с непроницаемыми нарушениями



**Рис. 8.23.** Распределение нефтенасыщенности через 40 лет после начала разработки для участка пласта с непроницаемыми нарушениями



**Рис. 8.24. Распределение нефтенасыщенности через 1 год после начала разработки для участка пласта со сверхпроводящими нарушениями**



**Рис. 8.25. Распределение нефтенасыщенности через 40 лет после начала разработки для участка пласта со сверхпроводящими нарушениями**



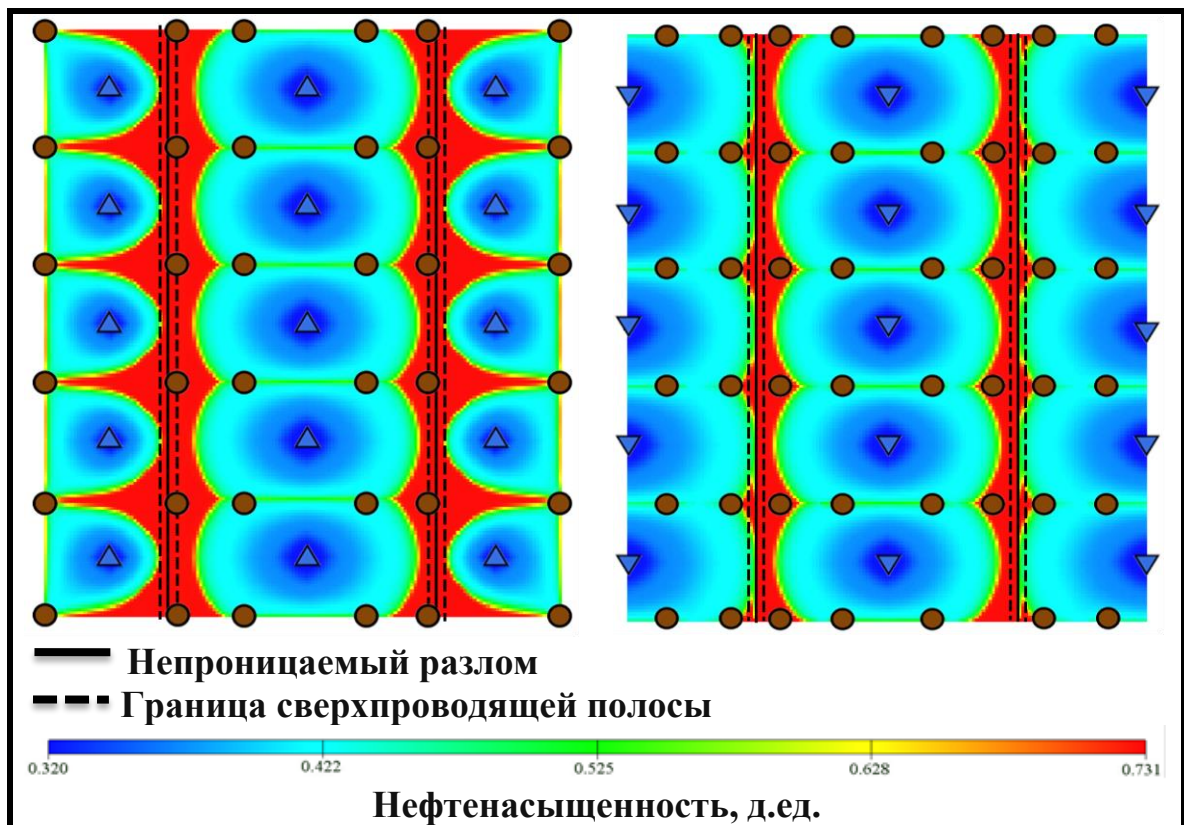


Рис. 8.26. Поля нефтенасыщенности после 20 лет разработки для варианта нарушений с прилегающими сверхпроводящими полосами: при расстановке скважин, оптимальной для однородного пласта (слева) – т.е. при ошибочной гипотезе о строении пласта, и оптимальной для пласта со сверхпроводящими нарушениями (справа) – т.е. при корректной гипотезе о строении пласта.

Результаты расчёта текущего КИН за 20 лет разработки приведены в таблицах 8.1 и 8.2.

Как и в приведённых выше литературных данных, ошибка в определении строения разрабатываемого участка и выбор неоптимальной схемы размещения скважин – может приводить к снижению величины текущего КИН от 1 до 6 и более абсолютных пунктов нефтеизвлечения (!). Средняя величина КИН по РФ равна 0,30; тогда потери от ошибок в определении строения пласта - составят от 3 до 20% относительных от всего количества нефти, которую можно было бы добыть при правильной гипотезе о строении пласта (!).

Таблица 8.1.

**Расчётные значения КИН через 20 лет после начала разработки участка пласта для разных вариантов его реальной и предполагаемой структуры**

*(жёлтый - варианты совпадения реальной и предполагаемой структуры)*

<b>система скважин</b> <b>структура участка</b>	<b>о</b>	<b>н</b>	<b>с</b>
<b>О</b>	0.372	0.347	0.334
<b>Н</b>	0.292	0.343	0.330
<b>С</b>	0.363	0.339	0.376
<b>НС</b>	0.311	0.340	0.374
<b>СА</b>	0.339	0.324	0.305

Таблица 8.2.

**Потери в величине КИН через 20 лет после начала разработки участка пласта при выборе неоптимальной системы размещения скважин**

*(красный - потери в КИН для каждой реальной структуры при неоптимальном размещении скважин, жёлтый - варианты совпадения реальной и предполагаемой структуры)*

<b>система скважин</b> <b>структура участка</b>	<b>о</b>	<b>н</b>	<b>с</b>
<b>О</b>	0	- 0.025	- 0.038
<b>Н</b>	- 0.051	0	- 0.013
<b>С</b>	- 0.013	- 0.037	0
<b>НС</b>	- 0.063	- 0.034	0
<b>СА</b>	0	- 0.015	- 0.034

Данные таблицы порождают, на первый взгляд, ряд вопросов.

1. Например, почему КИН при варианте  $CAc$  много меньше, чем при варианте  $Cc$ , хотя в обоих случаях участок пересечён одними и теми же сверхпроводящими нарушениями? Наиболее очевидное объяснение состоит в том, что происходит непроизводительная закачка воды, которая уходит в водоносный горизонт. Однако расчёт объёмов закачанной воды не подтверждает этого предположения – объёмы закачки практически одинаковы в обоих случаях, рис. 8.27.

Как выяснилось, этому факту существует иное объяснение: добывающие скважины «подсасывают» воду из нижележащего водоносного горизонта, рис. 8.28.

2. Почему в варианте непроницаемых нарушений на участке при размещении скважин в предположении однородного пласта величина КИН много меньше, чем при размещении, соответствующем наличию непроницаемых нарушений? Это объясняется **более жёсткой системой заводнения и вытеснения**, если размещение скважин соответствует реальному наличию непроницаемых нарушений, рис. 8.29 и рис. 8.30.

3. По той же причине для структуры пласта, в котором имеются непроницаемые нарушения, но к ним прилегает узкая полоса сверхпроводящих трещинных пород, величина КИН для расположения скважин в предположении однородного пласта (вариант  $HCc$ ) много меньше, чем при расстановке скважин, соответствующей просто наличию сверхпроводящих нарушений (вариант  $HCc$ ), рис. 8.26.

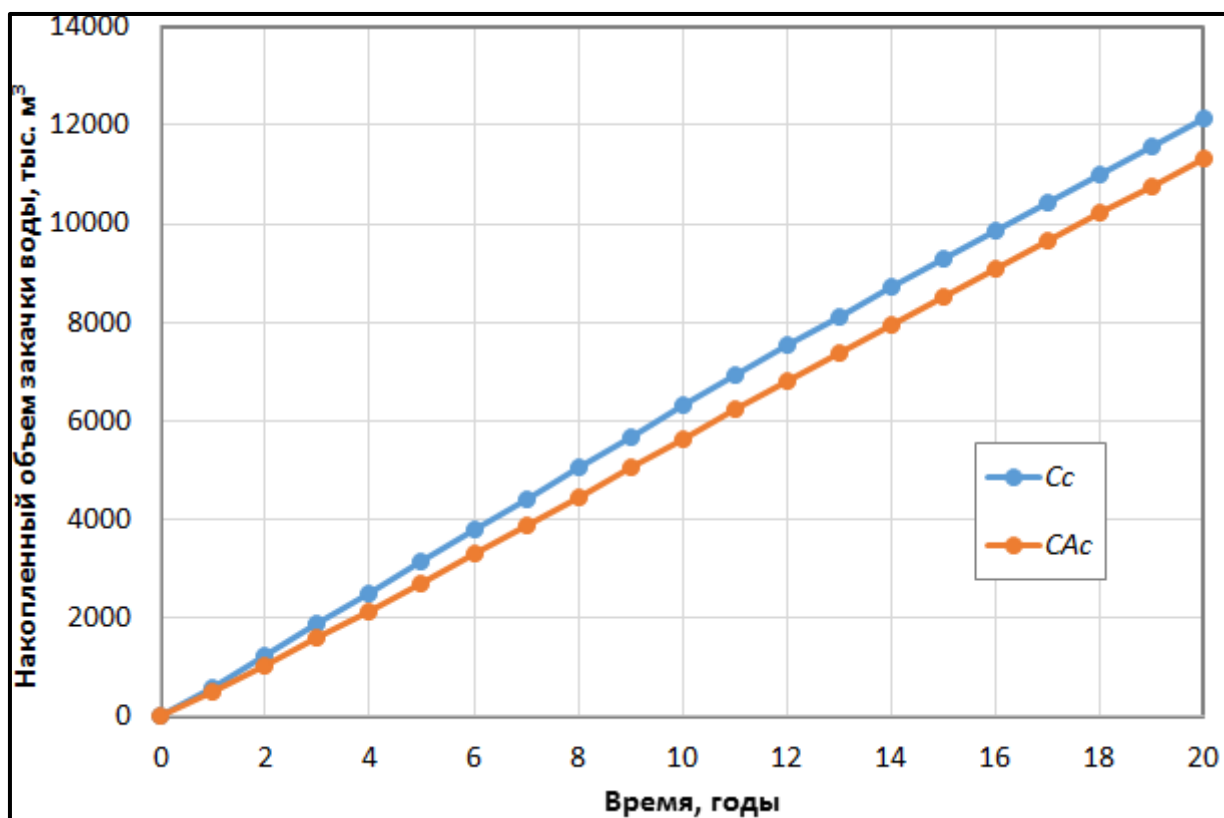


Рис. 8.27. Динамика объёмов закачанной воды для вариантов  $Cc$  и  $CAc$

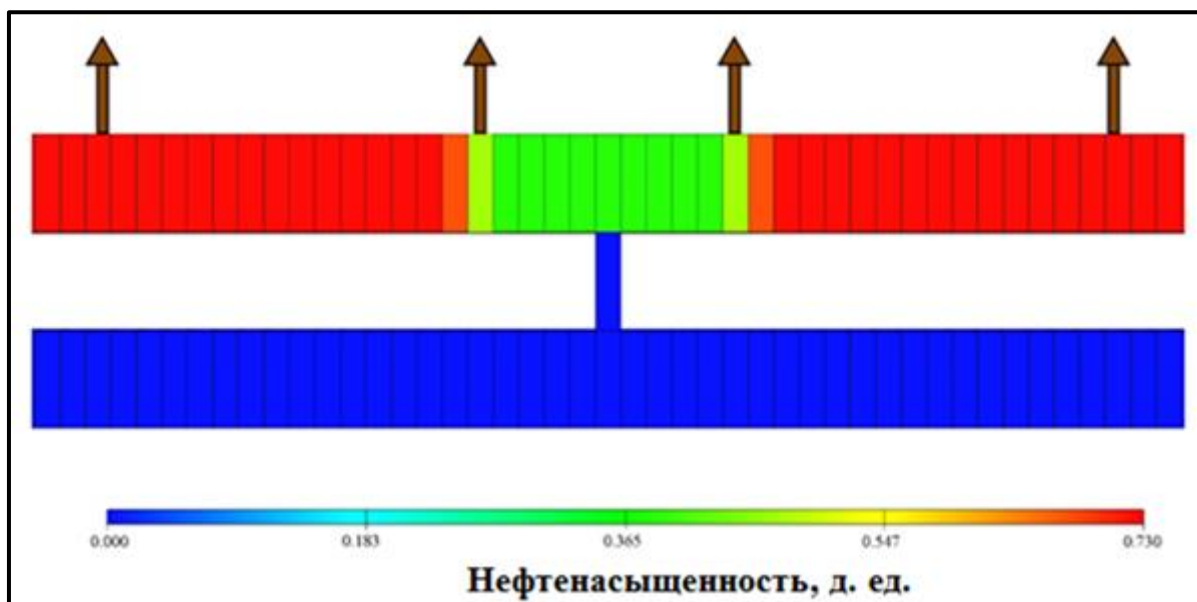


Рис. 8.28. Распределение нефтенасыщенности при наличии сверхпроводящих нарушений, соединяющих разрабатываемый участок с нижележащим водоносным горизонтом; обводнение разрабатываемого пласта подтягивающейся пластовой водой из водоносного горизонта

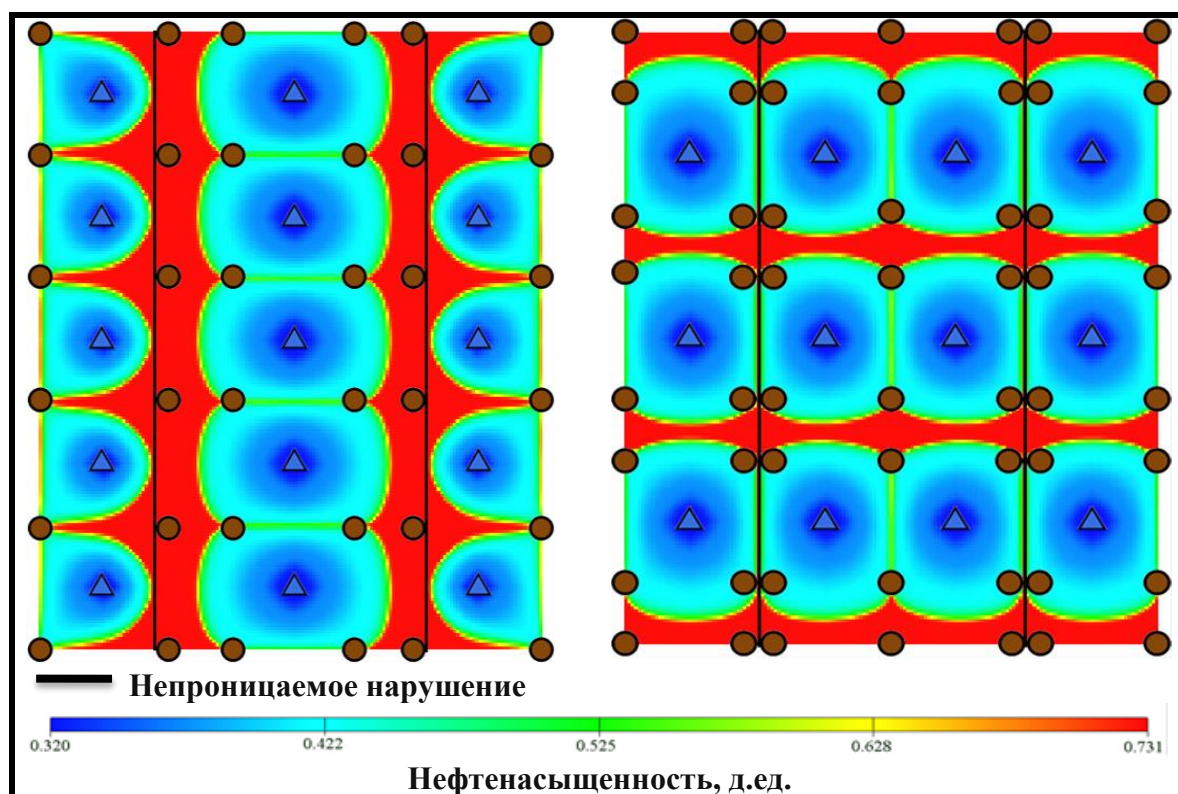


Рис. 8.29. Нефтенасыщенность через 20 лет после начала разработки для участка с непроницаемыми нарушениями при размещении скважин в предположении однородного пласта (слева) и с учётом непроницаемых нарушений (справа)

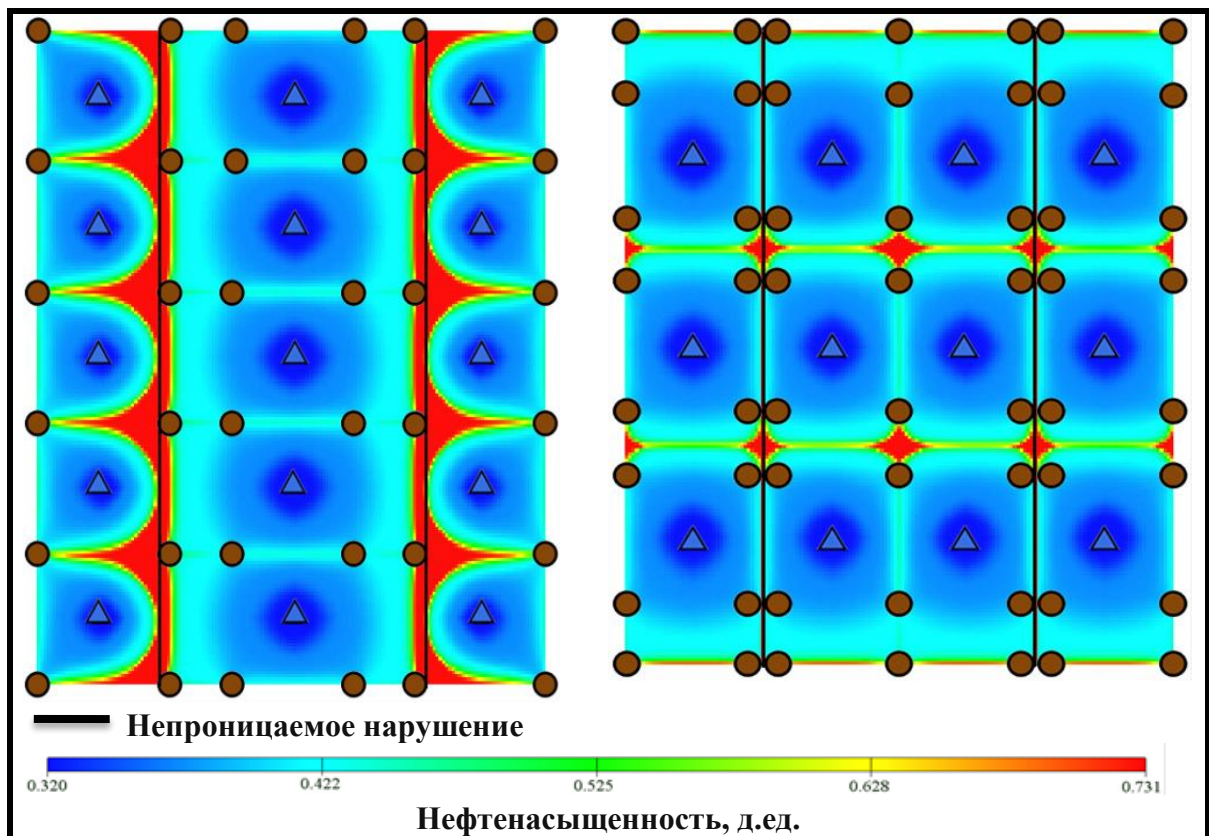


Рис. 8.30. Нефтенасыщенность через 40 лет после начала разработки для участка с непроницаемыми нарушениями при размещении скважин в предположении однородного пласта (слева) и с учётом непроницаемых нарушений (справа)

Поскольку (с учётом дисконтирования) экономическая рентабельность разработки определяется добычей именно за начальный период, то можно сказать, что для каждой реальной структуры существует оптимальная система скважин, обеспечивающая максимальный КИН за 20 лет, и, тем самым, максимальную рентабельность разработки. Любая ошибка в понимании истинной структуры и использование иной системы размещения – приводит к снижению экономических показателей разработки.

**Примечательно, однако, что, если оптимальность вариантов размещения скважин определяется по максимальной величине конечного КИН, то, как и в работе [23], выбор оптимального варианта размещения скважин существенно меняется, как это видно из таблиц 8.3 и 8.4. Во всех вариантах реальной структуры максимальная величина КИН достигается при размещении скважин в предположении наличия сверхпроводящих нарушений (!).**

Таблица 8.3.

Расчётные значения КИН через 40 лет после начала разработки участка пласта для разных вариантов его реальной и предполагаемой структуры (красный – максимальные значения КИН, достигаемые для каждой реальной структуры пласта при разных вариантах размещения скважин)

система скважин / структура участка	о	н	с
О	0.449	0.451	0.456
Н	0.397	0.445	0.450
С	0.429	0.443	0.474
НС	0.410	0.435	0.471
СА	0.418	0.430	0.437

Таблица 8.4.

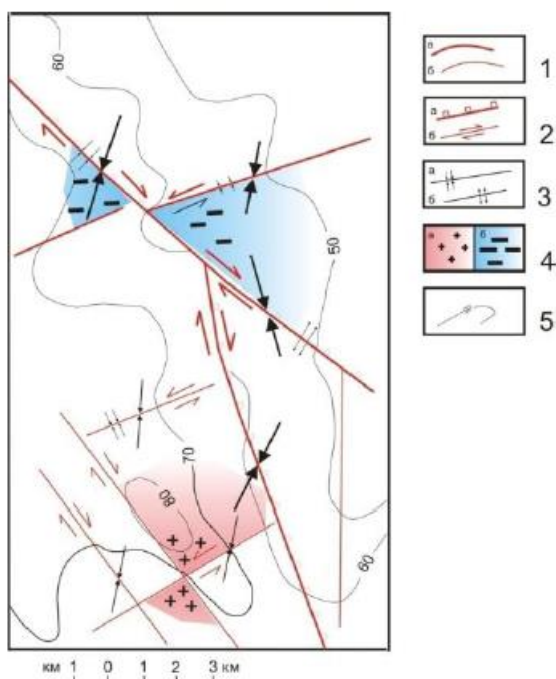
Потери в величине КИН через 40 лет после начала разработки участка пласта при выборе неоптимальной системы размещения скважин

система скважин / структура участка	о	н	с
О	- 0.070	- 0.040	0
Н	- 0.053	- 0.005	0
С	- 0.045	- 0.031	0
НС	- 0.061	- 0.036	0
СА	- 0.019	- 0.007	0

### *Влияние наличия нарушений на площадное распределение дебитов скважин*

Следует подчеркнуть, что изменение характера фильтрации флюидов за счёт наличия той или иной проницаемости и структуры нарушений есть лишь один из аспектов их влияния на динамику разработки нефтяной залежи. Наличие нарушений может приводить к значительной разнице в характере

напряжённого состояния различных частей залежи между нарушениями. Такая разница в характере напряжённого состояния участков залежи, пересечённых нарушениями, наблюдалось [191, 192]. На пересечении разнонаправленных (левых и правых) сдвигов по двум пересекающимся разломам возникают участки локального сжатия и растяжения (рис.8.31 [191, 192]). «Смещения по двум взаимно пересекающимся разломам создают два накрест лежащих сектора, в которые происходит горизонтальное нагнетание вещества – сектора локального сжатия, и два накрест лежащих сектора, для которых наблюдается горизонтальное растекание вещества – сектора локального растяжения» [191]. Соответственно, дебиты, коэффициенты продуктивности и динамика работы эксплуатационных скважин, попадающих в разные сектора между пересекающимися разломами, – могут существенно различаться.



**Рис. 8.31. Сектора сжатия и растяжения на участках пересечения разнонаправленных сдвигов (Западная Сибирь, верховья бассейна р. Пур) [192]. 1 – Отдешифрированные разломы: а -1-го, б – 2-го порядка. 2 – Кинематические типы разломов: а – сбросы (взбросы?); б – сдвиги. 3 – Геодинамическая обстановка формирования сдвига: а – сжатия, б – растяжения. 4 – участки локального сжатия (а) и растяжения (б), обусловленные разнонаправленными сдвиговыми перемещениями. 5 – Изогипсы рельефа подошвы четвертичных отложений**

Как утверждается в работах [191, 192], «в Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинциях неоднократно показано, что при прочих равных геологических условиях дебиты нефти в секторах растяжения в десятки раз больше, чем в секторах сжатия, в которых часто пробуренные скважины оказываются непродуктивными и даже сухими».

Таким образом, представляется, что влияние дизъюнктивных нарушений оказывается сложной комбинацией «линейного» влияния фильтрационных свойств нарушений на характер фильтрационных потоков и «объёмного» влияния напряжённого состояния объёмов пород между нарушениями на коэффициент продуктивности и динамику работы скважин.

### *Выводы по разделу*

Как литературные данные, так и результаты численного моделирования, проведённого авторами настоящей работы, позволяют сделать следующие выводы:

1. Система размещения и назначения скважин в обязательном порядке должна учитывать наличие, локализацию и фильтрационную структуру дизъюнктивных нарушений, как в случае наличия нарушений со смещениями пород по обе стороны от нарушения, так и без такого смещения.

2. Для каждой структуры пласта и фильтрационной структуры нарушений существует некоторая оптимальная система размещения и назначения скважин. При этом система может быть различной, в зависимости от критерия оптимальности: максимальная возможная рентабельность или максимальная величина конечного КИН.

3. Ошибка в определении фильтрационной структуры нарушений и реализация системы размещения и назначения скважин, не соответствующих реальным свойствам нарушений, может привести к значительным потерям в текущей и конечной величине коэффициента извлечения нефти, составляющей несколько абсолютных пунктов КИН.

4. По этой причине в литературе предлагается осуществлять разбуривание объекта разработки адаптационным образом: сначала по редкой сетке скважин, с проведением их опытной эксплуатации и специальных гидродинамических исследований. После определения фильтрационной структуры нарушений – осуществлять бурение уплотняющей системы скважин.

5. Создание методики определения фильтрационной структуры нарушений по данным гидродинамических исследований является важной практической задачей, имеющей, как показывает анализ литературных данных, всё возрастающее значение для нефтегазовой отрасли.

6. Представляется, что влияние дизъюнктивных нарушений оказывается сложной комбинацией двух факторов: а) «линейного» влияния фильтрационных свойств нарушений на характер фильтрационных потоков и б) «объёмного» влияния на коэффициент продуктивности и динамику работы скважин напряжённого состояния массивов пород, расположенных между нарушениями.



## 9. МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

Приведённые в предыдущем разделе данные показывают, что обнаружение нарушений и определение их фильтрационной структуры – представляет собой одну из важнейших практических задач нефтегазовой науки, ввиду изменившихся представлений о распространённости дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях.

Первым этапом, естественно, является **обнаружение** нарушений сплошности геологических тел. Детальное рассмотрение методов решения такой задачи далеко выходит за рамки настоящей работы. **Тем не менее, для общего понимания проблемы, приведём краткую сводку используемых при этом методов и подходов, не анализируя их важность, достоверность и трудоёмкость.**

**Обнаружение дизъюнктивных нарушений** проводится по совокупности признаков (критериев) [1– 6, 27, 35, 37, 39, 170], из которых главными являются *геологические, геофизические, сейсмологические, геоморфологические, структурные, седиментационные, геохимические, магматические и гидротермальные.*

*Геологические признаки* могут быть прямыми и косвенными [170].

К прямым признакам наличия нарушений относится, например, выпадение пачек или их свит из согласно залегающих пород отдельных горизонтов, против соседних выходов тех же отложений [170]. Прослеживая и сравнивая эти породы по другим обнажениям и их положение в пространстве, можно наметить, например, нарушения, скрытые чехлом четвертичных образований.

К прямым признакам разломов и крупных трещин относят и наличие даек магматических пород, жил различного состава, зон серицитизации, хлоритизации, окварцевания, аргиллитизации и других изменений [170].

Косвенными являются многочисленные геологические признаки [170]:

- внезапные резкие изменения элементов залегания,
- увеличение трещиноватости,
- возрастание сланцеватости,
- внезапное окончание горизонтов и пачек, при их прослеживаемости по простиранию,
- утыкание прослеживаемых горизонтов в другие отложения,
- наличие брекчий, согласно залегающих со сланцеватостью,
- наличие лавобрекчий и других пирокластических образований,
- плоские блоки пород, находящиеся среди интрузивов.

Геологическое изучение дизъюнктивных нарушений опирается на изучение закономерностей пространственного распределения и изменения во времени тектонических напряжений. Последнее определяется по анализу индикаторов тектонических напряжений [191]. В монографии [191] подробно

рассмотрен ряд таких индикаторов: *сдвига* (зеркала скольжения, сколовые трещины, трещины отдельности и другие), *растяжения* (трещины отрыва, дайки магматических пород, дайки осадочных пород), *сжатия* (стилолитовые швы, кливаж, трещины сплющивания).

*Геофизические признаки* разбиваются на ряд групп [170]: магнитометрические, гравиметрические и сейсмометрические.

*Магнитометрические критерии* обусловлены ослаблением магнитных свойств горных пород в зонах нарушений вследствие механических напряжений.

*Гравиметрические критерии* связывают с различием физических свойств пород в зоне нарушений и вмещающей средой (например, наличие магматических внедрений); с разной высотностью отдельных блоков литосферы, разделённых нарушением. Одним из наиболее обычных геофизических критериев глубинных разломов является совпадение гравитационных и магнитных полосовых аномалий. В меньшей степени при выделении разломов используют электрометрические признаки, из которых наиболее распространён электромагнитный метод.

*Сейсмометрические критерии*, ввиду их частого использования, подробнее рассмотрены ниже.

Иногда для обнаружения нарушений оказывается полезным и *наличие максимумов и минимумов электропроводности*, и радиоактивные аномалии (радоновые, урановые, тороновые и другие).

Обычно при выделении разломов используют геофизические признаки в комплексе.

*Геоморфологические признаки* [1– 6, 27, 35, 37, 39, 170] нарушений являются наиболее доступными для использования. Особенно широко они стали использоваться при появлении методов дешифрирования аэро- и космоснимков, смотри, например, их применение в работах [45, 50]. Геоморфологическими признаками обычно обладают такие нарушения, которые в той или иной степени проявлялись в неоген-четвертичное время, и поэтому находят выражение в рельефе местности.

К геоморфологическим признакам относят [170]:

- линейное расположение рек, стекающих с водораздела,
- полосы пониженных водораздельных участков гор,
- линейное расположение блюдцеобразных понижений или более сложных, вытянутых в одном направлении борозд, колодцев, воронок, провалов и других форм, связанных с карстовыми образованиями, часто контролируемых зонами разломов и повышенной трещиноватости,
- уступы в рельефе, не зависящие от характера слоистости,
- выступающие в рельефе гряды, гребни, «стены» или, наоборот, отрицательные формы рельефа (линейные, кольцевые, дугообразные, центриклинальные и другие),

- наличие полос с более обильной, разнообразной и сочной зелёной растительностью, по сравнению с редкой или полусохшей - на остальной ближайшей территории,
- и иные признаки.

*Структурные признаки* [1– 6, 27, 35, 37, 39] проявляются в сгущении в зоне нарушения (разлома) частных разрывных нарушений, в резком увеличении трещиноватости пород. Если разлом проникает до земной поверхности, то сгущение разрывов картируется при геологической съёмке. В зонах разломов происходит существенное возрастание интенсивности складчатости, получают развитие узкие, сильно сжатые, линейные складки. Резко повышается степень сланцеватости пород и кливажа. Характерно также торцевое сочленение разнонаправленных складок в зоне разлома, внезапное изменение простирания структур и локальных разрывов.

На структурных картах, отражающих подземный рельеф стратиграфических или литологических поверхностей, нарушения фиксируются резким перепадом высот, сгущением стратоизогипс, серией сравнительно мелких разрывов. Характерной формой проявления крупных нарушений по верхним горизонтам осадочного чехла (преимущественно на платформах) являются флексурно-разрывные зоны, которые представляют собой региональные односторонние изгибы пластов, осложнённые локальными разрывами обычно сбросового типа [1– 6, 27, 35, 37, 39].

*К графическим методам* определения, изображения и анализа элементов разрывных нарушений относятся [10]: способ профилей (очень часто в комбинации со способом треугольников), палинспастический метод (**Палинспастический метод** представляет собой разновидность палеогеографического и палеотектонического методов; основан на реконструкции первоначального положения структурных элементов, изменивших впоследствии своё местоположение в связи с проявлением горизонтальных движений), геолого-структурные приёмы (разница в гипсометрических уровнях и результатов опробования в смежных блоках, структурные «плечи»), блок-диаграммы, роза- и круговые диаграммы.

*Седиментационные признаки* являются важными показателями длительности развития нарушения [1– 6, 27, 35, 37, 39]. Они проявляются в изменении мощности осадков в зоне нарушения и смене литолого-фациальных комплексов. Наличие таких изменений указывает на активное проявление нарушения в соответствующее время. Уменьшение контрастности в распределении мощностей и литолого-фациальных комплексов будет указывать на ослабление активности нарушения; в том случае, если оно не развивается в данный период геологического времени, то нарушение не находит выражения в пространственном распределении мощностей или литофаций.

Важным седиментационным признаком нарушений является приуроченность к ним барьерных рифов, которые находят благоприятные условия для своего развития в зонах активно развивающихся нарушений.

*Наличие нарушений может быть выявлено и по данным исследования керна [8]. В работе [8] были проанализированы образцы керна, отобранные на более чем 12 месторождениях Западной Сибири. В анализе использованы макроскопические описания, как самих образцов керна, так и более 1500 шлифов, изготовленных из керна, полученного из 67 скважин. Образцы отбирались из отложений юры и нижнего мела ряда месторождений: Сергинского и Кислорско-Среднелыхминского (Шеркалинский мегапрогиб и Радомский мегавал), Песчаного (Каремпостская мегаседловина), Новопокурского (Южно-Вартовская моноклираль), Лензитского (Северо-Надымский выступ), Восточно-Придорожного и Кустового (Ярсомовский прогиб), Восточно-Перевального (Северо-Сургутская моноклираль), Сахалинского (Сургутский свод), Салекаптского (северная часть Нижне-Пурского мегапрогиба), Лодочного и Тагульского (Большехетская структурная терраса) и других.*

По данным исследования были сформулированы следующие признаки наличия дизъюнктивных нарушений по результатам исследования керна и шлифов [8]:

- зеркала скольжения,
- трещины,
- микротрещиноватость,
- дислокационный метаморфизм,
- микросбросы,
- уплотнения пород,
- наличие прослоев вулканогенно-осадочных пород,
- примеси пирокластического материала,
- и др.

На основании этих исследований в работе [8] сделан вывод, что на территории Западной Сибири повсеместно и синхронно проявлялась тектоническая активность. **«Она вызывала «оживление» глубинных разломов, проникновение разломов в верхние слои осадочного чехла. Это, в частности, приводило к появлению малоамплитудных и безамплитудных дизъюнктивных дислокаций, вдоль которых могли образовываться экраны для движения флюидов» [8].**

*Значимым признаком блокового строения изучаемого объекта является различие отметок ВНК в разных частях объекта [8, 160]. Во многих исследованиях, проведённых на значительном числе юрских и неокомских месторождений Западной Сибири, отмечено наличие существенных скачков абсолютных отметок ВНК в пределах нефтяных полей; эти скачки фиксируются по данным ГИС и испытаний скважин [8].*

Они не связаны ни с наличием антиклинального строения, ни с литологическим замещением коллекторов [8]. Как указано в цитируемой работе, модель наклонных водонефтяных контактов не нашла должного научного объяснения, поэтому считается, что более логичной и адекватной

реальности является дизъюнктивно-блоковая модель изученных месторождений, характеризуемая горизонтальными ВНК, но в различных блоках расположенными на разных глубинах.

В качестве примера на рис. 9.1 приведено выделение тектонического нарушения по положению ВНК на Ватьёганском месторождении [15], а на рис. 9.2 – на Тевлинско-Русскинском месторождении.

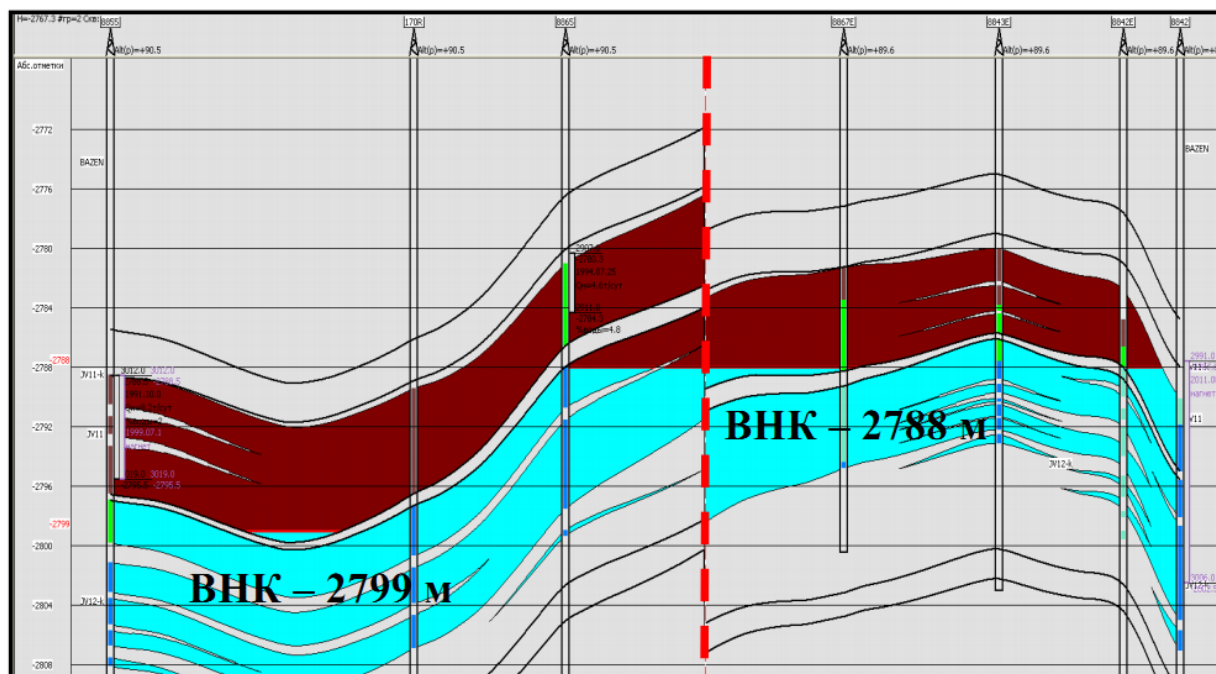


Рис. 9.1. Геологический профиль по ряду скважин Ватьёганского месторождения [15]

Весьма информативными являются и *признаки наличия нарушений, выявляемые по данным ГИС и геофизическим корреляциям* [10, 160].

При этом блоковое строение залежи зачастую может быть подтверждено и различием в типах разрезов скважин в разных частях залежи [160]. Например, на рис. 9.3 и 9.4 показана подобная ситуация на Грибном, Восточно-Грибном и Тевлинско-Русскинском месторождениях [160].

Границы смены типа разреза, в виде предполагаемого разрывного нарушения, проведены условно, посередине между скважинами, вскрывшими различные типы разреза.

Для локализации нарушений широко используется также *метод анализа толщин по данным геофизических исследований скважин*. Как указано в работе [10], «прямым диагностическим признаком сбросов является сокращение в разрезе (или даже выпадение из разреза) толщины пластов, пачек, стратиграфических подразделений, тектонические уступы, линейные депрессии, зияющие трещины при комплексной интерпретации материалов геофизических исследований скважин».

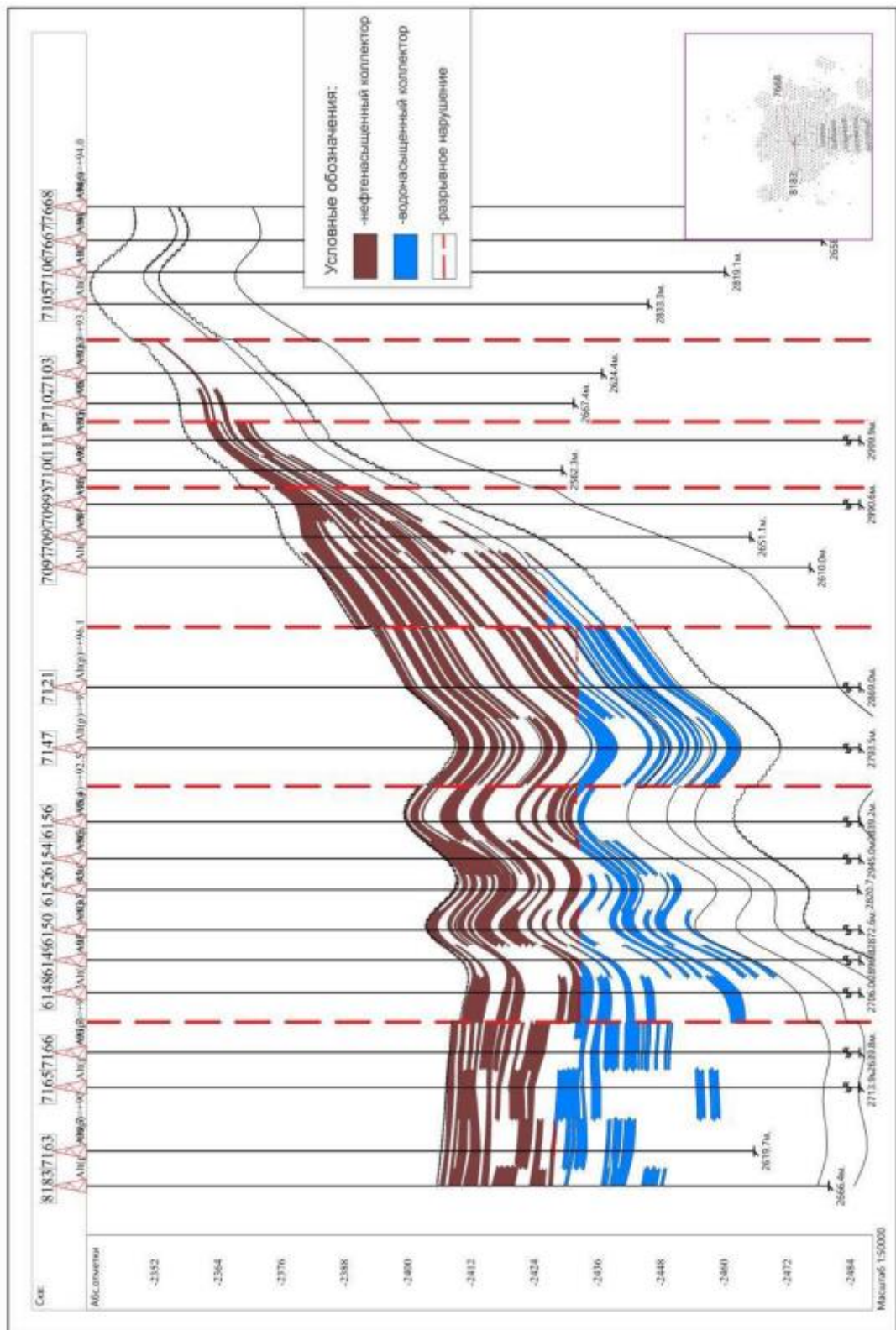
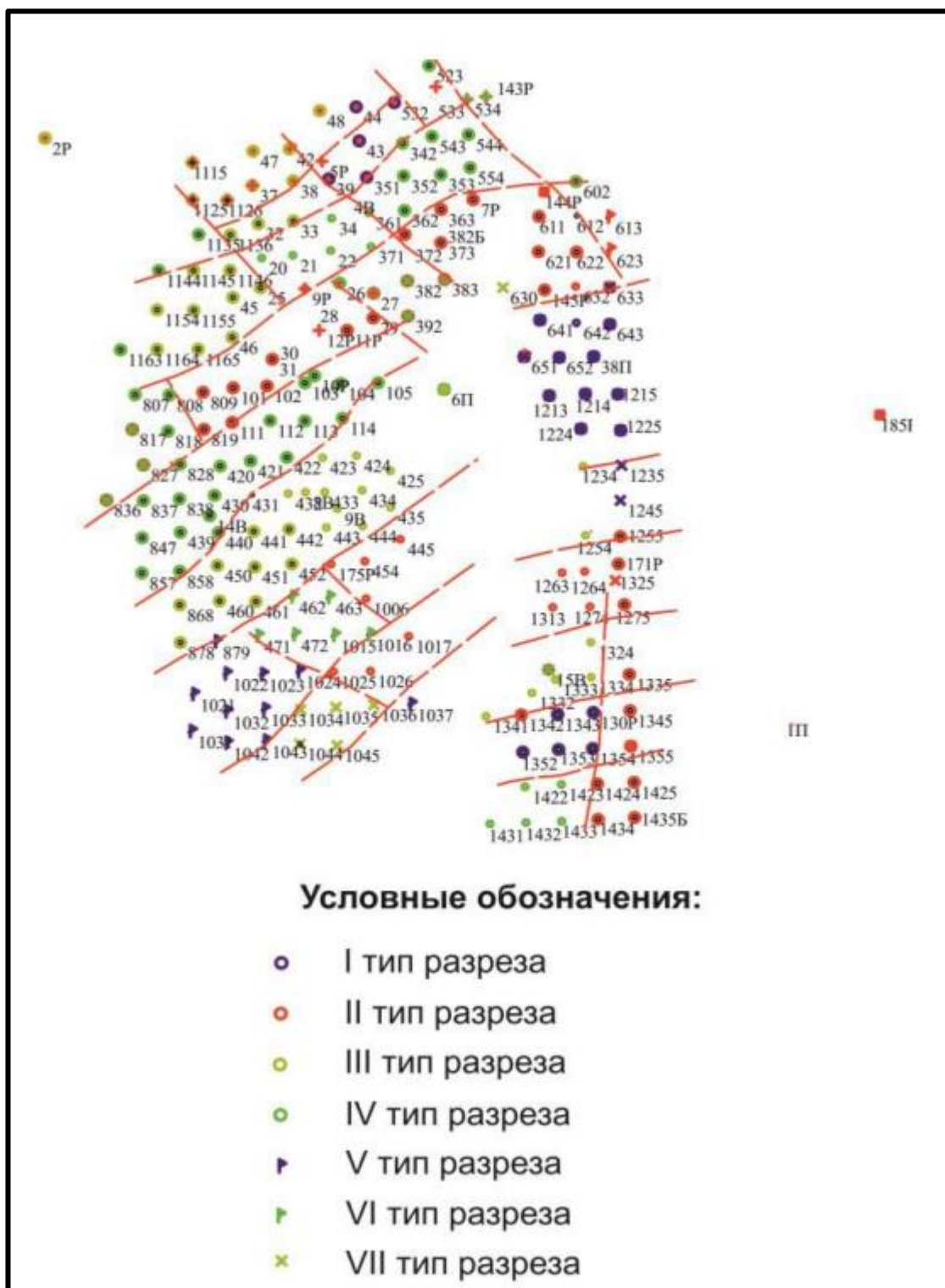


Рис. 9.2. Детальный геологический профиль в направлении с запада на восток на Тевлинско-Русскином месторождении с учётом блокового строения [160]



**Рис. 9.3. Типы разрезов различных блоков по площади  
Грибного месторождения [160];**  
*красными линиями* показаны дизъюнктивные нарушения, выявленные по детальной  
корреляции разрезов скважин

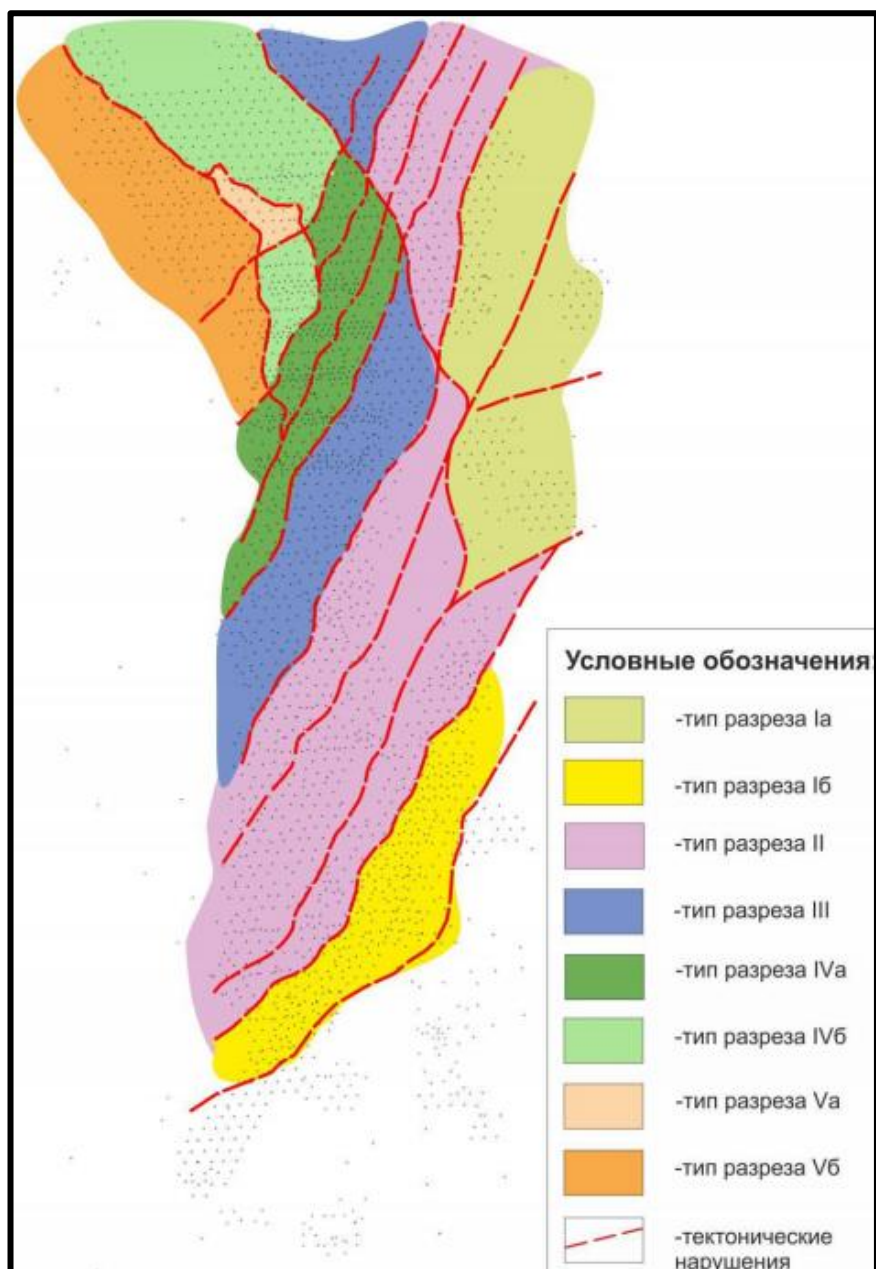


Рис. 9.4. Схема разрывных нарушений, выявленных на основе детальной корреляции разрезов скважин на Гевлинско-Рускинском месторождении [160]

Вообще, появление аномалий в последовательности залегания пород в разрезе какой-либо скважины свидетельствует о стратиграфических несогласиях в залегании пород или наличии тектонических нарушений.

Так, при корреляции разрезов скважин выпадение части разреза может быть результатом сброса, рис. 9.5[10]. На рисунке представлен вертикальный разрез слегка наклонённых пластов, смещённых несогласным продольным сбросом. Опущена часть, находящаяся выше по падению пластов (на западе). В скважине *a* представлена такая последовательность слоёв (сверху вниз): *u*, *v*, *w*, *x*, *y*. В разрезе скважины *b* выпадает нижняя часть пласта *u*.



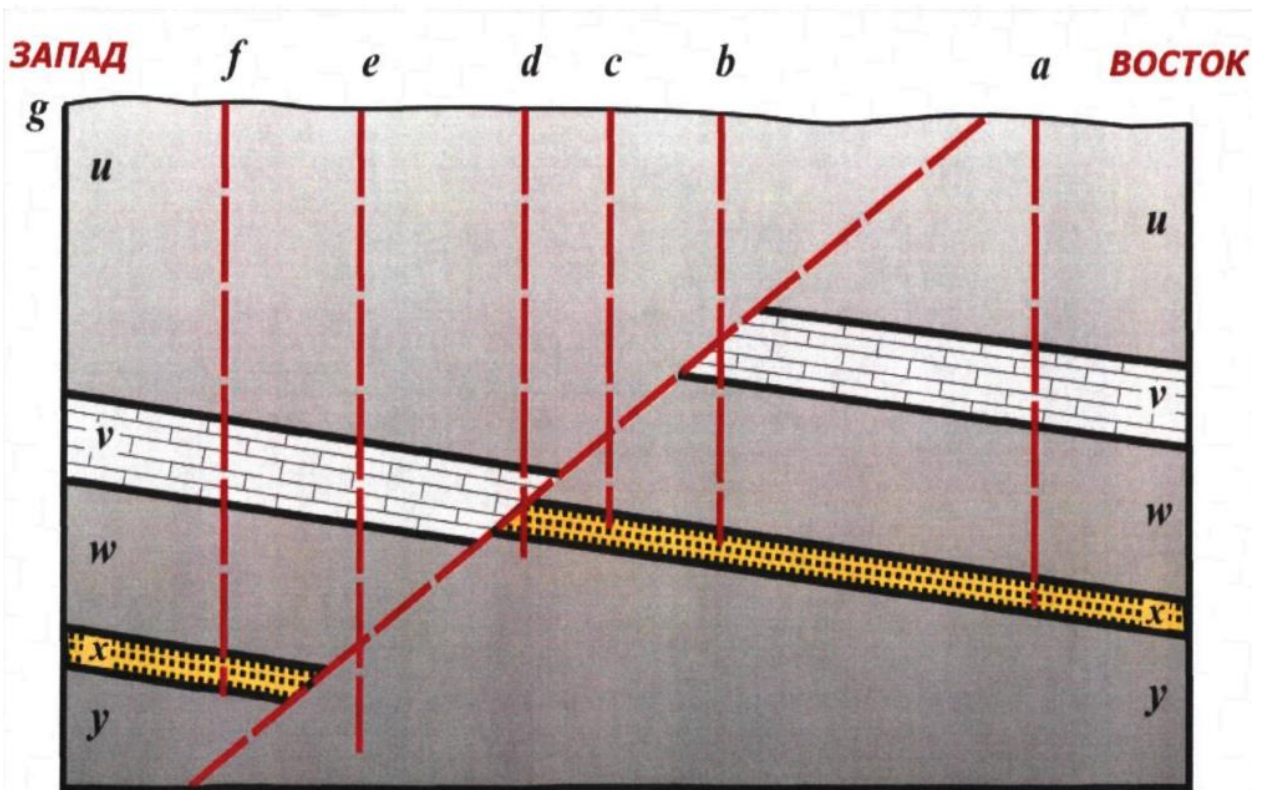


Рис. 9.5. Вертикальный разрез пластов, разорванных нормальным несогласным сбросом [10]

Следует отметить, что разрывные тектонические нарушения поддаются выявлению в процессе корреляции разрезов скважин только при выполнении ряда условий: хорошей дифференциации каротажных диаграмм, наличии надёжных реперов и существовании достаточно плотной сетки скважин [33].

Иногда признаком наличия нарушения является *различие пластовых давлений по обе стороны от плоскости сместителя* [24]. Так, в работе [24] указывается, что пластовые давления в продуктивном пласте по разные стороны от дизъюнктивного нарушения могут существенно различаться, а в плоскости сброса разница может достигать от 50 до 100 атм.

*Геохимические признаки* связаны, прежде всего, с явлением дегазации мантии Земли. Газы глубинного происхождения, прежде всего гелий, в результате «газового дыхания» недр проникают через литосферу на поверхность. Проводящими каналами служат проницаемые нарушения, тогда как ненарушенные блоки литосферы экранируют газовый поток. В связи с этим над нарушениями фиксируются аномально высокие концентрации гелия, что является указанием на существование зоны дробления земной коры.

Помимо анализа газовых полей, существуют ещё два типа геохимических методов [170]:

1) опробование коренных пород на ряд элементов (РЬ, Zn, Ва, Cu, Hg, Ag, As, Sb, Мо, W, Co, Ni);

2) гидрогеохимический метод, основанный на опробовании подземных и поверхностных вод и установления связей различных типов этих вод с геологическими образованиями, обусловившими аномально высокое их обогащение теми или иными химическими элементами.

В ряде случаев наличие разрывных нарушений предлагается устанавливать по анализу проб пластовых вод на содержание олова (Sn), хрома (Cr) и кобальта (Co), а также их отношений Sn/Cr и Sn/Co [73].

Кроме того, признаком наличия блочного строения изучаемого геологического объекта может служить характер распределения минерализации пластовых вод [9], определяемый сравнительно простыми методами. Например, на исследованных в [9] объектах отмечается, что «распределение минерализации подземных вод продуктивных пластов нефтяных месторождений в плане носит неупорядоченный, мозаичный характер. На карте минерализации подземных вод пластов хорошо прослеживаются многочисленные резкие перегибы изолиний минерализации, «незакономерные» сгущения изолиний. Существование подобного «незакономерного» поля минерализации не находит объяснения с позиций пластового строения, но может быть удовлетворительно объяснено наличием в пластах гидродинамических границ, разобщающих пласты на гидродинамические блоки с различными условиями формирования подземных вод».

*Гидротермальные признаки* выражаются в приуроченности термальных и минеральных источников к зонам разломов.

*Наиболее распространёнными являются методы выделения нарушений по данным 2D или 3D сейсморазведки* [2, 27 – 35, 37, 39 – 41, 55, 56].

Как отмечено в работе [10], сейсмические (2D и 3D) исследования являются основными методами локализации местоположения нарушения на этапах поиска, разведки и доразведки месторождений. Зачастую они становятся единственным средством выделения и трассирования тектонических нарушений и блоковой структуры изучаемых объектов, а также выделения гидродинамических экранов и флюидопроводящих каналов.

*Наиболее развиты методы выделения нарушений со значительной амплитудой смещения.*

Существуют, по крайней мере, пять сейсмических методик выделения блокового строения залежи [9]: Д. Глухманчука, А.Н. Василевского и др. [28, 29], В.Б. Писецкого и др. (технология динамико-флюидной модели дискретных сред) [32], И.С. Гутмана и др. [33], Г.Н. Гогоненкова, С.С. Эльмановича и др. [34], В.С. Славкина и др. [2, 27, 40, 55, 56].

Основными признаками наличия дизъюнктивных нарушений по сейсмическим данным являются [173]:

1. Разрывы корреляции сейсмических горизонтов,
2. Наличие смещений горизонтов и/или их групп по различным направлениям в трёхмерном пространстве,
3. Резкое изменение наклонов горизонтов и/или их групп,

4. Резкое изменение амплитуд,
5. Резкое снижение когерентности,
6. Понижение частоты,
7. Регистрация дифрагированных, обменных, преломлённых, и т.п. волн.

До настоящего времени в практике сейсморазведочных работ основным критерием выделения разрывного нарушения (со значительным смещением) является смещение осей синфазности, которое в случае малоамплитудного нарушения (менее 20м), визуально не фиксируется, в связи с недостаточной разрешающей способностью стандартных методов [35,78]. При этом глубинные разрывные нарушения фундамента вверх по разрезу осадочного чехла отображаются как флексуры, а ещё выше выражены в виде перегибов пластов.

Для выделения и картирования сбросов и сдвигов используются временные и глубинные сейсмические разрезы, карты градиентов (углов наклона) с разноазимутальной подсветкой, псевдоскоростные преобразования, горизонтальные сечения куба когерентности, седиментационные слайсы, разрезы и кубы классификации.

*Весьма трудной задачей является выявление по данным сейсмических исследований малоамплитудных нарушений.*

Анализ эффективности традиционных сейсмических методов для выявления мало- или безамплитудных нарушений [40, 80] показывает, что точность локализации таких нарушений при традиционном подходе - невысока, эти интерпретационные приёмы оказываются недостаточно эффективными и могут быть использованы только на качественном уровне [40,80].

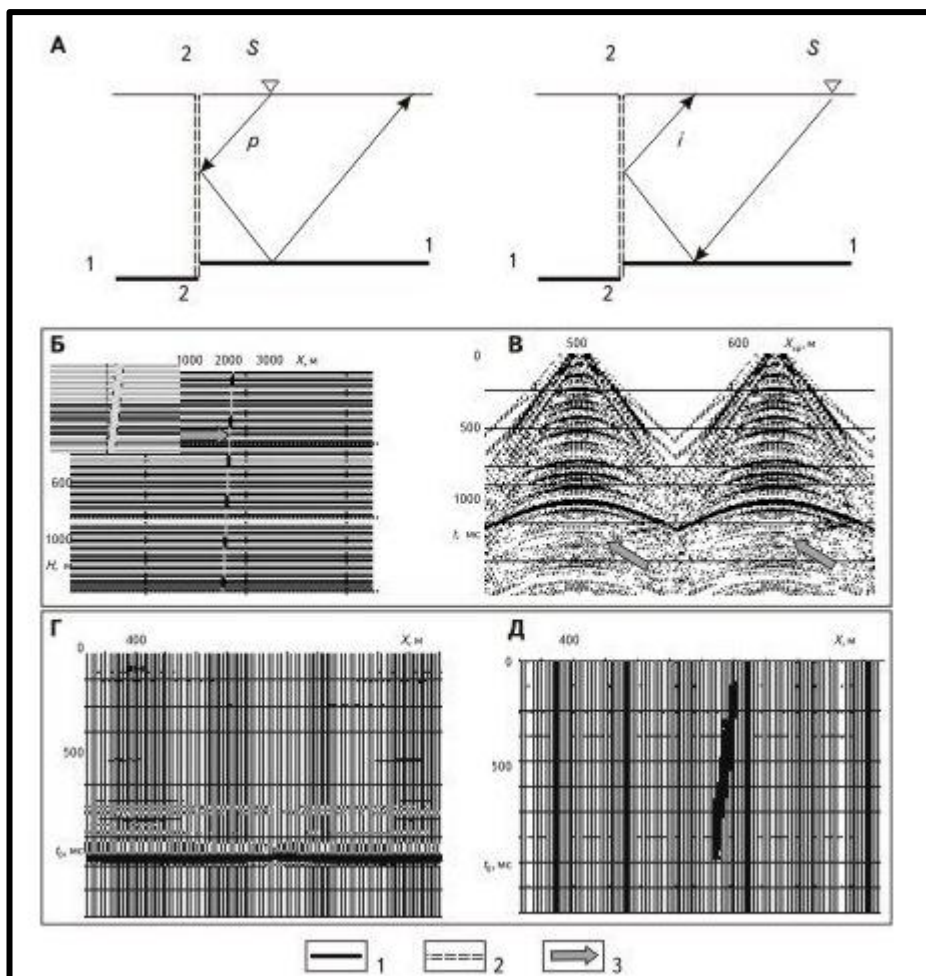
Одним из признаков тектонических нарушений являются дифрагированные волны, формирующиеся на краевых частях уступа и плавной изогнутой линией уходящие вверх [26]. При оптимизированной обработке данных сейсморазведки они, как правило, устраняются, однако появление их в некоторых случаях служит дополнительным критерием [26].

**Малоамплитудные нарушения на данных наземной сейсморазведки проявляются, в основном, наличием косвенных признаков:** раздутие фаз; ухудшение корреляции горизонтов; наличие зон интерференции волн; изменения коэффициентов отражения или псевдоакустических жёсткостей, обусловленные резкой сменой физических свойств пород в пласте; и т.п. [2].

Между тем имеется принципиальная возможность непосредственно выявлять отражения от субвертикальных плоскостей нарушения и вычислять его структурные характеристики.

Для этого в последнее время начали применяться нетрадиционные методы обработки и измерения [2, 40, 41, 55, 56, 80, 86 – 88] сейсмических сигналов, в частности «миграцию дуплексных волн» (МДВ).

Физическую суть этого подхода можно проиллюстрировать рис. 9.6 из работы [55].



**Рис. 9.6.** Ход лучей дуплексных волн (а), модель геологической среды (б) и синтетические сейсмограммы данной среды (в), результат обычной глубинной миграции (г) и изображение нарушения, полученного с помощью МДВ (д) [55]; 1 – опорная граница в подошве продуктивного горизонта, 2 – искомая субвертикальная граница, 3 – дуплексные волны

Дуплексными называются волны, которые двукратно отражаются: сначала от субгоризонтальной границы, а потом от субвертикальной (или в обратном порядке) и, благодаря этому, достигают поверхности наблюдений, рис. 9.6.

Первое сейсмическое изображение вертикальной границы с использованием дуплексных волн получил McMechan (1983) [40, 55]. Разрешающая способность обычных миграционных процедур по латерали в несколько раз ниже разрешающей способности по вертикали [40]. Поворот оператора МДВ на  $90^\circ$  по отношению к обычным операторам способствует повышению разрешающей способности МДВ по латерали. Это означает, что в результате применения МДВ происходит конденсированная локализация узких субвертикальных границ по площади, что является несомненным

преимуществом такого подхода [40]. В то же время разрешающая способность МДВ по вертикали может быть сравнена с разрешающей способностью по латерали при стандартных преобразованиях сейсморазведочных данных, т.е. по вертикали субвертикальные границы протягиваются многократно дальше вверх и вниз, чем в реальной среде. Это серьёзное ограничение метода, если стоит задача тонкой детализации особенностей строения резервуара [40, 55]. Дуплексные волны являются довольно слабыми на фоне волн, отражённых от субгоризонтальных границ, и сопоставимы с помехами. При традиционной обработке они, как одна из помех, обычно и вычитаются [41]

В последнее время появились работы, в которых дуплексные волны выделяются и анализируются совместно с дифрагированными волнами [41], что, как утверждается, повышает достоверность выделения малоамплитудных дизъюнктивных нарушений.

В том случае, когда по обе стороны малоамплитудного нарушения свойства пород значительно отличаются, для его выделения может быть полезен новый метод анализа данных сейсморазведки [80, 87, 89]. Этот метод основан на следующих процедурах: спектрально-временном анализе сейсмических данных; определении модельных спектрально-временных образов пористых коллекторов; применении технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) типов геологического разреза и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) коллекторов в межскважинном пространстве [80, 87, 89].

В настоящее время проблема заключается в расширении возможности сейсмических исследований в плане прогнозирования ФЕС коллекторов, т.е. проницаемости, гидропроводности и продуктивности. Кроме того, весьма ценной геологической информацией является знание закономерностей распределения интегральной характеристики продуктивных отложений, т.е. типов геологического разреза, а также малоамплитудных тектонических нарушений, имеющих большое значение для формирования нефтегазовых объектов.

Одна из самых последних современных эффективных разработок в этом направлении объединяет способы геологической разведки, обладающие патентной чистотой, и соответствующую им технологию прогнозирования типов геологического разреза, ФЕС коллекторов и их нефтепродуктивность, базирующуюся на спектрально-временном анализе (СВАН) и псевдоакустических преобразованиях данных сейсморазведки 2D, 3D и геофизических исследований скважин (ГИС) [80, 87, 89].

На примере одного из месторождений вала Гамбурцева в работе [87] проведено трассирование малоамплитудных тектонических нарушений. На графиках спектрально-временных атрибутов (СВА) 2D отчётливо выделяются тектонические нарушения, проведённые на основе визуального классического анализа временных разрезов по резким изменениям СВА. Большая часть этих тектонических нарушений визуально выделяется уверенно, а часть – проблематично. В связи с этим,

СВА являются ценной дополнительной информацией. По ним уверенно выделяются и трассируются малоамплитудные тектонические нарушения, которые на временных разрезах выражены слабо или совсем не выделяются.

В работе [88], посвящённой технологии сейсмогеологического изучения нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты, получен ряд интересных и важных результатов:

1. Разработана технология обработки сейсморазведочных данных МОГТ на ПЭВМ, базирующаяся на отечественном специализированном математическом обеспечении (SDSPC, СВАН, ПАРМ, ИНТЕГРАН) и ПЭВМ типа PENTIUM, позволившая в сейсмогеологических условиях юго-восточной части Западно-Сибирской плиты выделить и проследить практически повсеместно новые, ранее не изученные нижнемеловые отражающие горизонты, определить их скоростную и спектрально-временную характеристики.

2. Разработана методика выявления малоамплитудных тектонических нарушений по резким изменениям спектрально-временных параметров (СВП) энергетических спектров.

Объем выполненной обработки достаточно представительен, чтобы выявить эффективность методики исследований: две площади, в пределах которых формирование разреза происходило в клиноформных и шельфовых условиях осадконакопления, ~ 1000 пог. км сейсмических профилей с учётом информации по 33 скважинам.

В работе [90] при рассмотрении прогноза распространения коллекторов в юрских отложениях Нюрольской мегавпадины авторы базируются на геологической типизации разрезов и локализации выделенных типов методами сейсморазведки с использованием спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмической записи и факторного анализа спектрально-временных параметров (ФА СВП). Следует отметить, что для корректного проведения СВАН и ФА СВП требуется использовать временное окно, значительно большее временной мощности каждого пласта в отдельности, т.е. интервал, который примерно соответствует мощности всей васюганской свиты. Это означает, что данные технологии позволяют различать не отдельные пропластки коллекторов, а значительные интервалы разреза, отличающиеся числом и внутренним строением седиментационных циклитов. В связи с этим, формирование спектрально-временных образов (эталонных и прогнозных) и расчёт СВП осуществлялись для групп скважин, характеризующихся определёнными комбинациями типов разреза каждого продуктивного пласта. Разделение по пластам проводилось на этапе составления соответствующих карт.

В работе [86] для выявления малоамплитудных нарушений предлагается использовать **непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП)**. Наблюдения НВСП на одной из скважин были выполнены из 5 пунктов возбуждения: одного ближнего и 4-

х дальних ПВ. Дальние ПВ были расположены крестообразно, на расстояниях 700-900м от скважины. В результате обработки были получены глубинные разрезы по PP и PS волнам. При интерпретации глубинных разрезов НВСП было обнаружено, что характер отражений на разрезах, полученных от противоположных направлений, имеет некоторые отличия. Эти отличия заключались в изменениях динамики отражений вдоль горизонтов и не состыковке на скважине отдельных фаз разрезов. При детальном рассмотрении полей отражённых волн оказалось, что характер отражения на разрезах связан с различием волновых полей, регистрируемых с разных направлений. Поскольку поля отражённых волн были получены после выравнивания спектров зондирующего импульса, то в цитируемой работе [86] был сделан вывод о том, что изменения волновых полей отражают отличия в геологическом строении по направлениям ПВ3 и ПВ5. Такое отличие в характере волновых полей может быть связано с малоамплитудным тектоническим нарушением, пересекающим скважину. Авторами цитируемой работы сделаны следующие выводы:

- Метод НВСП в его многоволновой модификации, может быть успешно использован в качестве прямого метода картирования малоамплитудных нарушений.
- По данным метода НВСП может быть определено направление простирания плоскости нарушения и вычислен угол её падения.
- По динамическим особенностям отражённой от нарушения волны можно определить характер зоны нарушения (низкоскоростная, высокоскоростная), что, в свою очередь, позволит судить о структурных особенностях зоны разлома.

**В заключение приведённого краткого обзора можно констатировать, что для выделения дизъюнктивных нарушений, как со значительными смещениями, так и мало- или безамплитудных, используется практически весь арсенал геологических и геофизических методов изучения геологических объектов. В сущности, прогресс в методиках проведения геофизических исследований, в первую очередь, сейсмических, обработки и интерпретации их данных – и привёл к выявлению на нефтяных месторождениях значительно большего числа различных нарушений, чем это считалось ранее.**

Естественно, каждый из указанных подходов имеет свои достоинства и недостатки, поэтому прогноз наличия нарушений может быть и ошибочным. Например, погрешности в данных инклинометрии могут привести к ложному различию ВНК в разных скважинах; анализ дуплексных волн – представляет собой выделение достаточно слабых сигналов, которые при традиционной обработке сейсморазведки исключаются из рассмотрения как фоновые; применение дистанционных методов позволяет выделять только крупные нарушения большой протяжённости и т.д., и т.п.

**Но главное состоит не в этом.**

**Ни один из перечисленных подходов, в совокупности обеспечивающих *выделение и прогноз* различных потенциальных нарушений, не позволяет *определить их фильтрационную значимость, их роль в осуществлении разработки.***

Аналогичный вывод сделан и в работе [26].

Такую задачу необходимо решать иными, гидродинамическими методами исследования, которые рассмотрены в следующих разделах.

**Подобные исследования становятся крайне необходимыми для «проверки» прогнозируемых нарушений на необходимость их практического учёта при формировании системы размещения и назначения скважин.**

## **10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЕС НАРУШЕНИЙ ПО ДАННЫМ РАЗРАБОТКИ**

**Первым, очевидным, методом определения фильтрационной значимости нарушений является анализ данных разработки.** Этот анализ можно разделить на два варианта. Первый – разработка залежи на истощение, без поддержания пластового давления и без внедрения законтурных вод, т.е. случай однофазной фильтрации нефти. Второй – с закачкой воды для поддержания пластового давления. Соответственно, оба этих варианта рассмотрены отдельно.

### ***Вариант однофазной фильтрации***

Очевидно, что гораздо более информативными для оценки структуры пласта и его фильтрационно-ёмкостных параметров является использование дифференциальных характеристик – т.е. анализ историй работы скважин, иными словами, зависимостей основных параметров работы скважин от времени («анализ добычи» [91]).

Имея информацию об изменении забойного давления и дебита нефти в течение длительного времени, можно получить оценку фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, а также получить сведения о его структуре [91, 92].

### ***Методы анализа добычи***

Рассмотрим кратко основные методы, применяемые сегодня при анализе истории работы скважин в случае однофазной фильтрации. Анализ добычи с целью прогнозирования работы скважины начали применять в 1920-е гг., в виде эмпирических зависимостей дебита и накопленного отбора



от времени. В 1940-х годах впервые опубликованы кривые падения дебита нефти во времени, аппроксимированные экспоненциальной, гармонической и гиперболической функциями (Арпс [93]) 1945), рис. 10.1. На сегодняшний день применяются два простейших метода подобного типа.

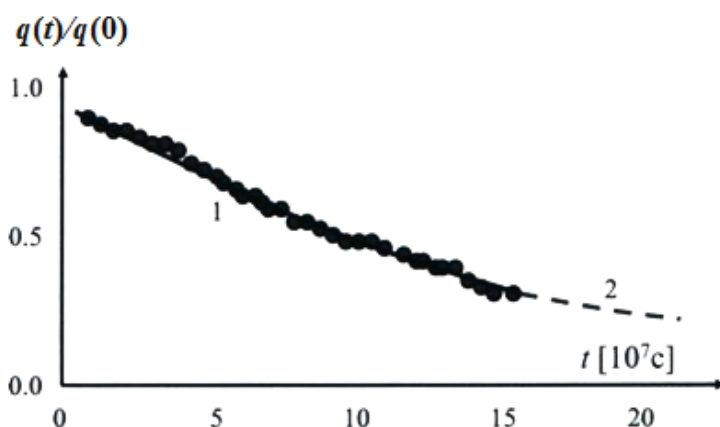
**Первый — традиционный – метод включает построение графиков Арпса и Фетковича.**

В методике Арпса, применяемой для ограниченного пласта, эксплуатируемого в режиме истощения, дебит  $q$  и накопленная добыча  $Q$  нефти аппроксимируются следующими функциями [93]:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{1/b}}$$

$$Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{1-b} - q(t)^{1-b}]$$

где  $q_i$  - начальный дебит нефти,  $D_i$  и  $b$  - постоянные параметры.



**Рис. 10.1. Обработка методом Арпса результатов падения дебита нефти во времени в ограниченном пласте, эксплуатируемом в режиме истощения: 1 - аппроксимация результатов измерений дебита аналитической зависимостью (анализ), 2 - расчёт дебита на основе найденной зависимости (прогноз)**

Основная цель подобной аппроксимации состоит в том, чтобы получить представление о темпе падения дебита в ограниченной залежи и дать прогноз того, как будет меняться продуктивность залежи в будущем, рис. 10.1. При этом могут использоваться различные координаты графического изображения указанных зависимостей [91]. Такой прогноз является весьма ненадёжным, поскольку предполагает, что существующие условия разработки залежи сохранятся и в дальнейшем.

Более сложная (и более соответствующая условиям реальной залежи) обработка кривых падения дебита использует предположение, что в течение всего периода разработки залежи давление на забое скважины является неизменным. Залежь по-прежнему считается

ограниченной и эксплуатируемой в режиме истощения. В этом случае в основе обработки кривой изменения дебита нефти при истощении ограниченной залежи лежит метод типовых кривых (палеток), в качестве которых выступают так называемые кривые Фетковича [94] (рис. 10.2).

Позже были получены палетки для более сложных моделей, в том числе для моделей слоистого и трещиновато-пористого пласта [91]. На палетках Фетковича [94] отображается зависимость безразмерного дебита и безразмерной накопленной добычи  $Q_{dD}$  от безразмерного времени  $t_{dD}$ , рис.10.2 [91, 94].

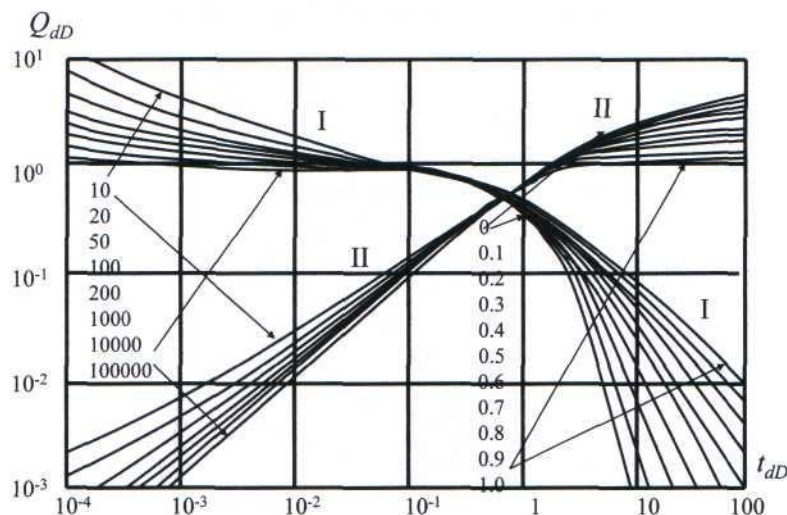


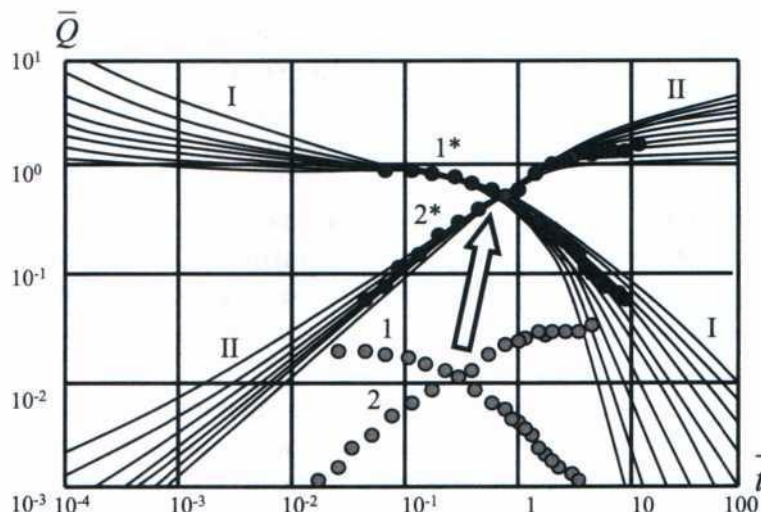
Рис. 10.2. Палетка Фетковича для обработки кривых падения дебита (I) и накопленной добычи (II) в скважине

Расчёт этих палеток произведён в предположении, что приток к скважине можно описать в рамках модели вертикальной скважины в однородном пласте с круговой непроницаемой границей. Левая часть определяет закономерности начального этапа формирования распределения пластового давления в ограниченной залежи, когда влияние границ минимально. В этом временном интервале по темпу падения величины дебита можно оценить как проницаемость пласта, так и скин-фактор прискважинной зоны. Правая часть описывает процесс истощения ограниченной залежи уже при достижении воронкой депрессии границы пласта. Если исследования проводятся только в этом временном интервале, без учёта начальной, левой, части типовой кривой, то разделить влияние на полученный результат свойств пласта и призабойной зоны невозможно.

Два указанных временных интервала типовых кривых фактически являются нестационарным и квазистационарным вариантом описания одного процесса – формирования распределения поля давления вокруг скважины. Поэтому их можно описать единой системой аналитических зависимостей: данные процессы схожи между собой и лишь разделены по времени.

Тогда обработка проводится в следующей последовательности:

- по промысловым данным в двойном логарифмическом масштабе строится зависимость изменения дебита скважины во времени  $Q = Q(t)$ ;
- указанная зависимость накладывается на палетку при условии наилучшего совмещения с одной из типовых кривых, рис. 10.3.



**Рис. 10.3. Обработка результатов изменения дебита (I) и накопленной добычи (II) во времени с использованием типовых кривых Фетковича: 1,2 — результаты измерений; 1\*, 2\* — то же после совмещения с типовыми кривыми**

При таком подходе можно определить основные параметры ограниченного пласта: проницаемость, скин-фактор и радиус дренирования скважины. Однако ему присущ ряд существенных ограничений: обязательное постоянство во времени величины забойного давления, зоны дренирования скважины, скин-фактора. На практике такое постоянство, к тому же в течение достаточно длительного времени, строго выдерживается крайне редко.

Однако в реальных условиях изменение давления на стенке скважины во время дренирования пласта часто меняется очень медленно, что и обуславливает полезность применения этого подхода для качественных экспрессных оценок.

**Более современным является второй метод, в котором учитывается изменение во времени величины давления.** Характер и интенсивность такого изменения зависит от фильтрационных параметров и геометрии пласта.

Фактически для этого решают, тем или иным способом, прямую задачу определения дебита нефти и давления для заданной геометрии ограниченного пласта, разрабатываемого на истощение, и величин фильтрационно-ёмкостных параметров пласта и прискважинной зоны. Результаты представляются в виде типовых кривых, описывающих поведение давления для заданной модели системы «скважина-пласт».

Сравнение (тем или иным способом) реальных данных истории работы скважин и типовых кривых – и позволяет решить обратную задачу: определение структуры пласта и его фильтрационных параметров. Как мы увидим далее (смотри п.13), в целом, такой подход применяется и для активных методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Однако в форме представления подобных кривых при анализе истории работы скважин есть специфика.

Она связана с необходимостью учёта изменения дебита нефти во времени не только в период, предшествующий моменту анализа (как в ГДИС), но и непосредственно в процессе исследований, поскольку они охватывают значительный период работы скважины. Это приводит к необходимости использовать специальные способы масштабирования типовых кривых давления и дебита. Его основная цель - нивелировать флуктуации измеряемых параметров, связанные с длительным периодом проведения исследований, составляющих месяцы и годы.

Чаще всего, используется метод масштабирования Палацио-Блэйсингейма [95, 96].

В этом методе по оси абсцисс откладывается так называемая «функция эквивалентного времени материального баланса»  $\tilde{t}$  рассчитывается по формуле:

$$\tilde{t} = \frac{Q_{\Sigma}}{q(t)},$$

где  $Q_{\Sigma}$  - накопленный дебит.

По оси ординат откладывается выбранный вариант специально сконструированной функции давления и дебита:

- **Накопленный дебит, приведённый к текущей депрессии:**

$$\Psi_1(\tilde{t}) = \frac{Q_{\Sigma}(\tilde{t})}{P_{nl} - P_c(\tilde{t})},$$

- **Интегральная** функция накопленного дебита, приведённого к текущей депрессии:

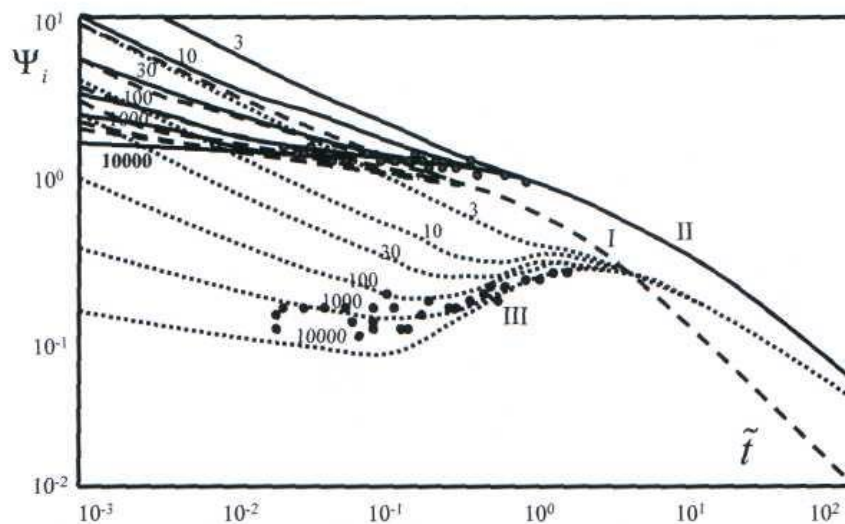
$$\Psi_2(\tilde{t}) = \frac{1}{\tilde{t}} \int_0^{\tilde{t}} \frac{Q(\tau)}{P_{nl} - P_c(\tau)} d\tau,$$

- **Дифференциальная** функция накопленного дебита:

$$\Psi_3(\tilde{t}) = -\frac{d\Psi_2(\tilde{t})}{d \ln(\tilde{t})} = -\tilde{t} \frac{d\Psi_2(\tilde{t})}{d\tilde{t}},$$

где  $P_{nl}$  - пластовое давление,  $P_c$  - давление на стенке скважины как функция времени.

На рис. 10.4 представлены типовые кривые Палацио-Бласингейма [95, 96], рассчитанные указанным образом.



**Рис. 10.4. Типовые кривые Бласингейма, описывающие истощение ограниченной залежи;** по оси абсцисс — функция времени материального баланса; по оси ординат — значения функции накопленного дебита, приведённого к текущей депрессии (кривые I), интегральной (кривые I) и дифференциальной (кривые III) функции накопленного дебита; шифр кривых — отношение радиуса залежи к радиусу скважины; точки - результаты скважинных измерений

Основная идея интерпретации по методу Палацио-Бласингейма состоит в том, что по начальному периоду работы скважины определяются фильтрационно-ёмкостные параметры пласта и параметры околоскважинной зоны, а по изменению давления и дебита на поздних временах исследования, когда начинается истощение залежи, определяются её размеры.

Интерпретация производится совмещением семейства типовых кривых и реальных данных измерений – по обычной компьютерной программе для подобных сравнений.

Правда, в реализации метода совмещения при промысловом анализе есть своя специфика: в основе интерпретации лежит расчёт кривой изменения во времени дебита по известной кривой давления. Критерием же корректной интерпретации является совпадения измеренной и рассчитанной кривых изменения дебита во времени.

К концу 1980-х гг. появлялось большое количество различных математических моделей для анализа добычи. Эти модели описывают различные условия на скважине (вертикальная скважина, горизонтальная скважина, скважина с трещиной гидроразрыва пласта и пр.), условия на внешней границе пласта (форма границы; непроницаемая граница / граница постоянного давления); кроме того, появились различные модели коллектора (двойная пористость, двойная проницаемость и пр.) (смотри рис. 10.5 и таблицу 10.1) [91].

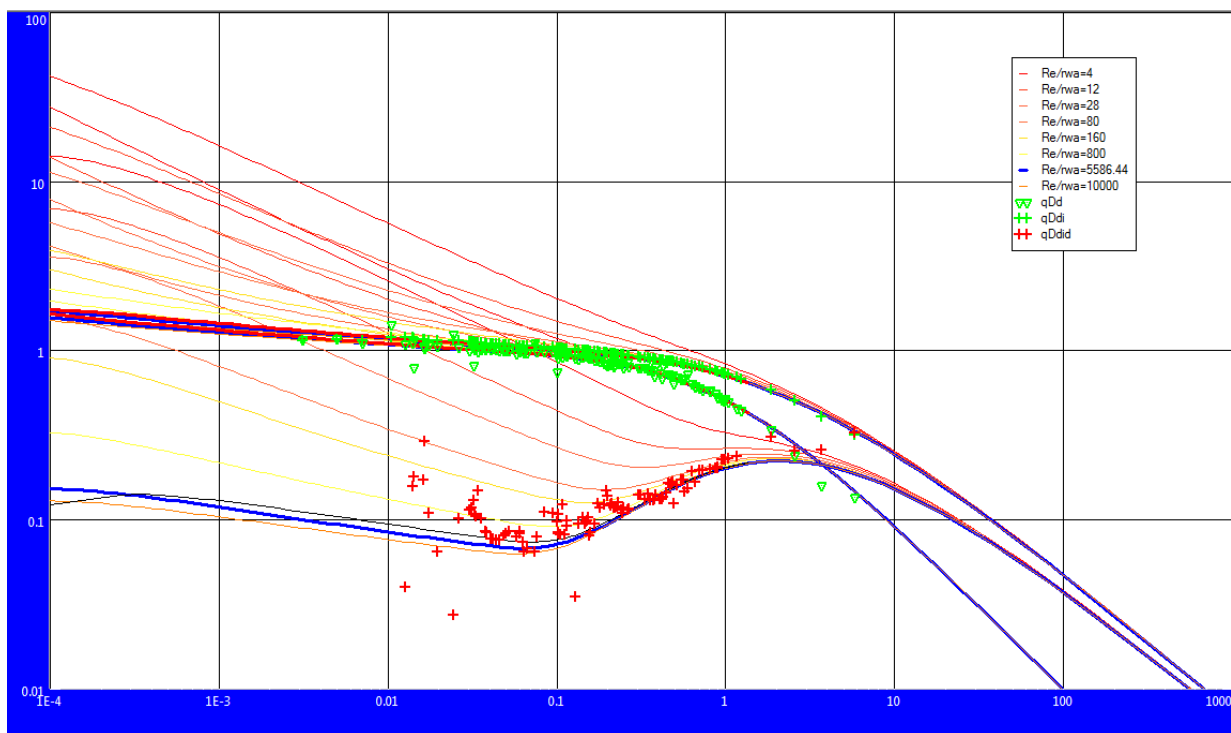


Рис. 10.5. Палеточные кривые Палацио-Блесингейма для различных моделей пласта

Таблица 10.1.  
Варианты интерпретационных моделей для анализа добычи [91, 167, 168]

Модели скважины	Модели пласта	Модели границ (непроницаемых и постоянного давления)
1. Вертикальная 2. Наклонная 3. С частичным вскрытием 4. Горизонтальная 5. Вертикальная с ГРП 6. Горизонтальная с ГРП	1. Однородный 2. Двойная пористость 3. Двойная проницаемость 4. Радиальный композитный 5. Линейный композитный	1. Бесконечный пласт 2. Одна граница 3. Две параллельные границы 4. Две пересекающиеся границы 5. Круговая граница 6. Прямоугольная граница

С развитием компьютерной техники появилась возможность сочетать в одном анализе несколько моделей для учёта сложного характера притока нефти к реальным скважинам, учитывать одновременно особенности строения коллектора, конструкцию скважины и форму границ.

## *Особенности методики анализа истории работы скважин с учётом дополнительных данных о падении среднего пластового давления в зоне дренирования*

В реальных условиях во времени изменяются, как пластовое давление и дебит скважины, так и характеристики совершенства вскрытия (величина скин-фактора).

Скин-фактор в рассматриваемых условиях меняется чаще всего за счёт загрязнения призабойной зоны. Сложность учёта данного параметра состоит в необходимости разделить эффекты, связанные с увеличением скин-фактора с одной стороны, и падением пластового давления за счёт отбора нефти — с другой. Оба эти фактора действуют в одном направлении – приводят к снижению забойного давления.

Таким образом, для однозначной интерпретации результатов при анализе длительного периода работы скважины – необходимы независимые данные об изменении текущего пластового давления во времени. Это требует комплексирования данных анализа добычи и гидродинамических исследований [91].

### *Возможность применения первого варианта анализа добычи для оценки фильтрационной значимости нарушений*

В принципе, указанный выше подход может быть применён для оценки фильтрационных параметров нарушений и структуры прилегающих к ним зон пласта. Это возможно или в том случае, когда заводнение по разным причинам осуществлять не предполагается, либо на начальном этапе разработки, когда происходит первичная добыча нефти на естественном режиме.

**Однако из таблицы видно, что в настоящее время рассчитаны палетки лишь для случаев непроницаемых границ. Случаи конечной или сверхвысокой проницаемости нарушения исследованы слабо. Точно также не рассчитаны типовые кривые для случая, когда возле нарушения расположена зона трещиноватых или трещинных коллекторов, детальная фильтрационная структура нарушений (пп.4 – 6). Таким образом, для применения на объектах с типами нарушений более сложной структуры, чем простая непроницаемая граница – требуется расширение банка моделей, скорее всего, на основании результатов достаточно обширных численных расчётов.**

Кроме того, следует отметить, что последнее отраслевое РД по анализу добычи вышло уже 16 лет назад, и далеко не все приведённые выше приёмы и подходы в нём изложены [97]. **Представляется, что необходима новая, расширенная редакция этого руководящего документа, с включением в**

него результатов расчётов как по указанным выше моделям, а также по моделям, учитывающим многообразие фильтрационных характеристик самих нарушений и прилегающих к ним зон.

### *Вариант двухфазной фильтрации*

При наличии заводнения анализ добычи усложняется, прежде всего, ввиду одновременной фильтрации нефти и воды, что вызывает изменение фазовых проницаемостей в пространстве пласта и во времени разработки.

Совокупность приведённых выше литературных данных, и результаты расчётов, проведённых авторами настоящей работы (смотри п.8), показывают, что принятие неверной гипотезы о наличии нарушений и их фильтрационных параметрах – приводит к выбору неоптимальной системы расстановки и назначения скважин, отличию фактических показателей разработки от проектных значений. Это и может служить показателем ошибочности принятой гипотезы о фильтрационных параметрах нарушений.

Такие отклонения, в принципе, могут быть обнаружены по интегральным показателям разработки, например, по зависимости накопленной добычи от времени, так и по историям скважин. В последнем случае наиболее информативным, видимо, следует считать характер обводнения продукции скважин.

### *Анализ интегральных показателей разработки*

Для использованной авторами данной работы численной модели, описанной выше, на рис.10.6 – 10.10 приведены кривые накопленной добычи нефти при одной и той же истинной структуре пласта, но при разных системах скважин, принятых на основании некорректных гипотез о варианте пластовой структуры.

Естественно, графики накопленной добычи нефти для разных вариантов расстановки скважин, но при одной и той же структуре пласта – различны. Однако, как видно из приведённых расчётных данных, интегральные показатели разработки, как правило, отличаются от предполагаемых не ранее, чем через 4 – 6 лет после начала разработки. Для меньших времён разработки отличие может проявиться лишь в единичных случаях несоответствия принятой гипотезы о структуре пласта и его реальной структуры. Например, если система расстановки скважин выбрана без учёта сообщаемости пласта через нарушение с нижележащим водоносным резервуаром, или если принята гипотеза об однородном пласте, хотя в нём есть нарушения, в особенности, со сверхпроводящей полосой, и т.п. (смотри варианты с максимальной ошибкой в оценке текущей величины КИН в таблицах 8.1, 8.2).



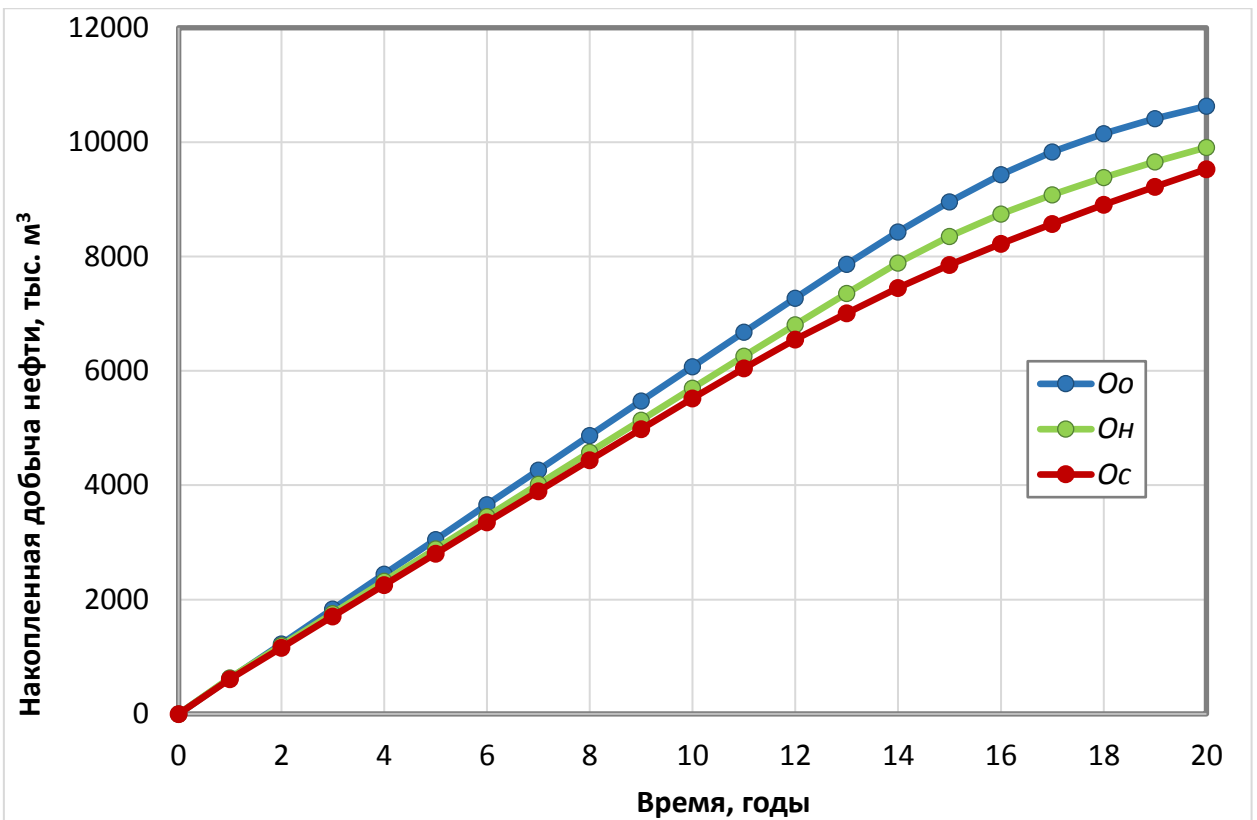


Рис. 10.6. Графики накопленной добычи нефти для однородного участка (вариант O) при разных системах размещения скважин

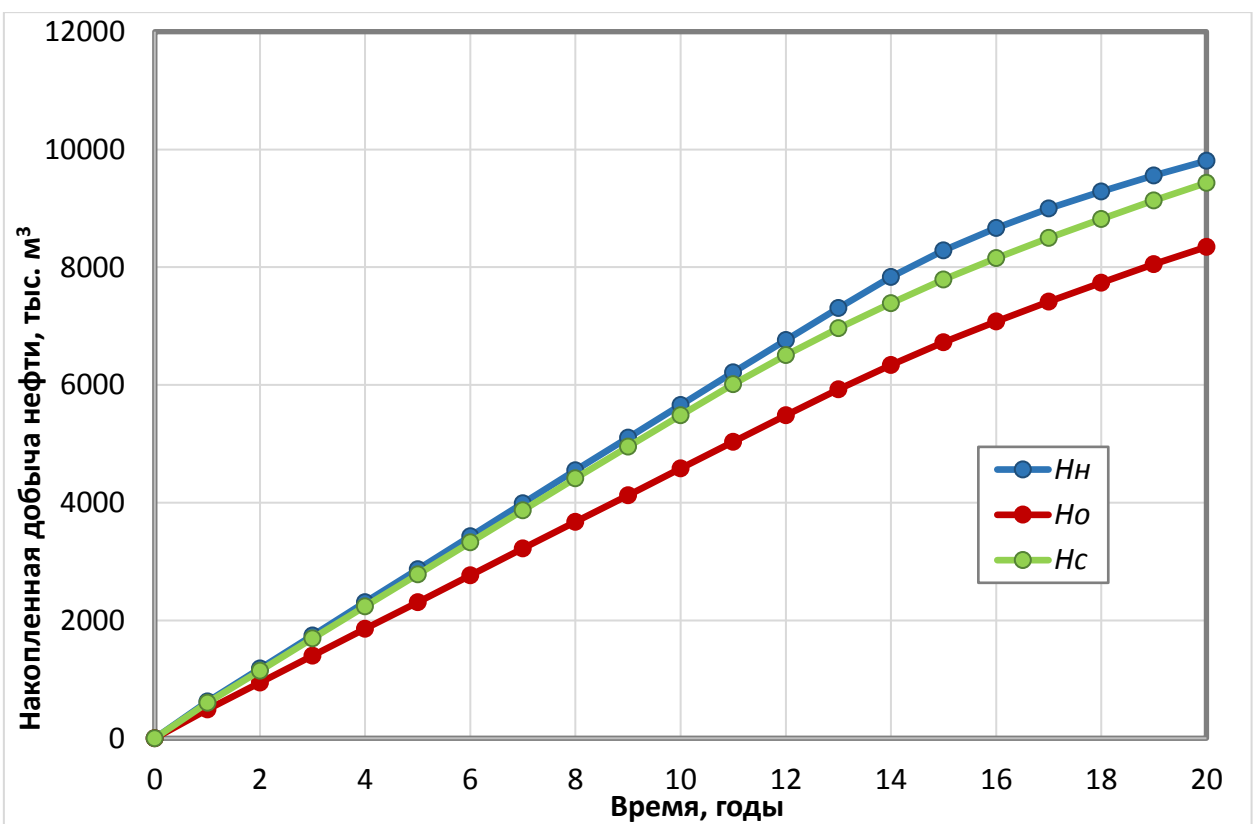


Рис. 10.7. Графики накопленной добычи нефти для участка с непроницаемыми нарушениями (вариант H) при разных системах размещения скважин

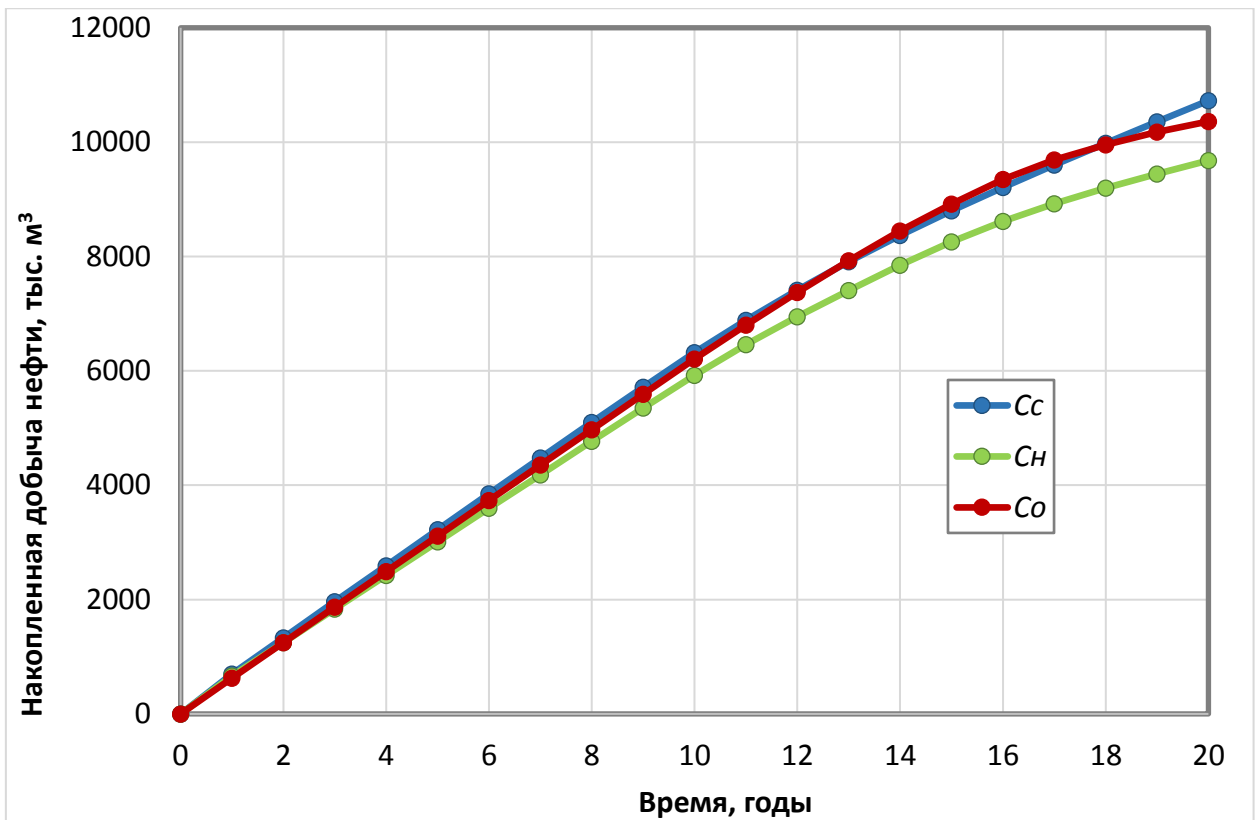


Рис. 10.8. Графики накопленной добычи нефти для участка со сверхпроницаемыми нарушениями (вариант С) при разных системах размещения скважин

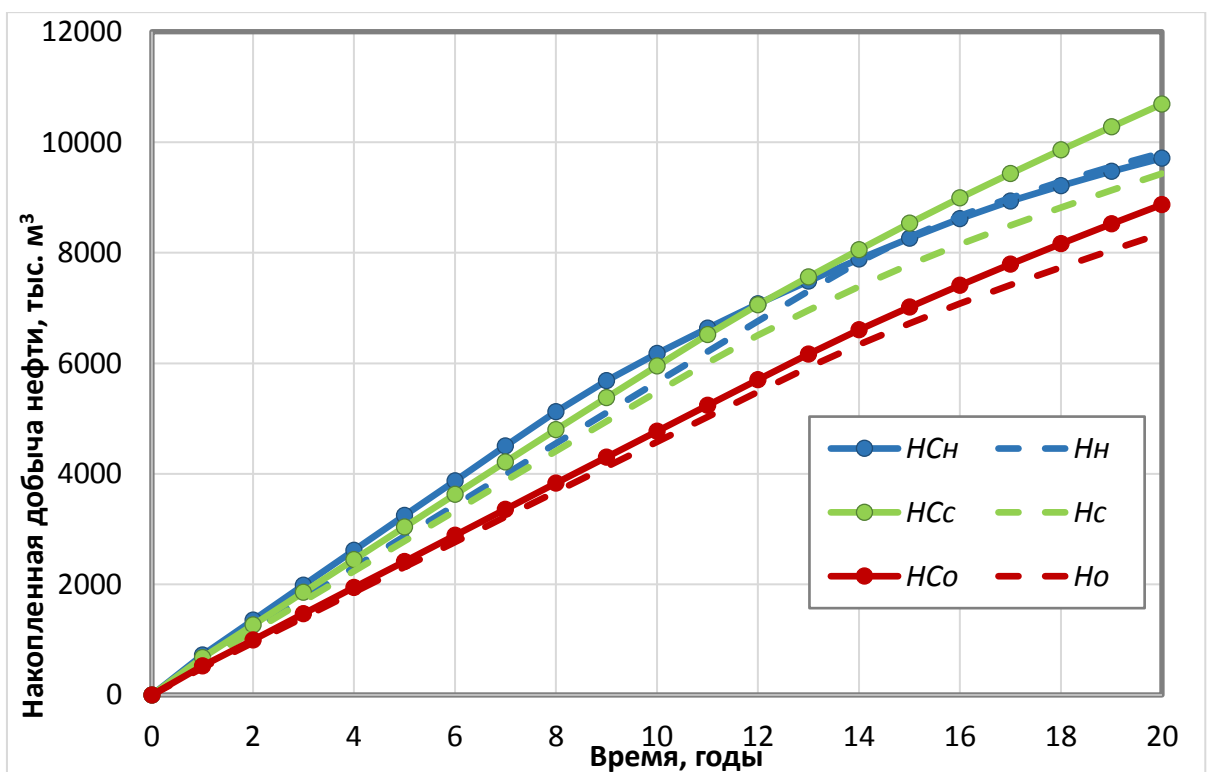


Рис. 10.9. Графики накопленной добычи нефти для участка с непроницаемыми нарушениями, по обе стороны от каждого из которых расположены узкие сверхпроводящие полосы (вариант НС - сплошные), и просто с непроницаемыми нарушениями (вариант Н - пунктир), при разных системах размещения скважин

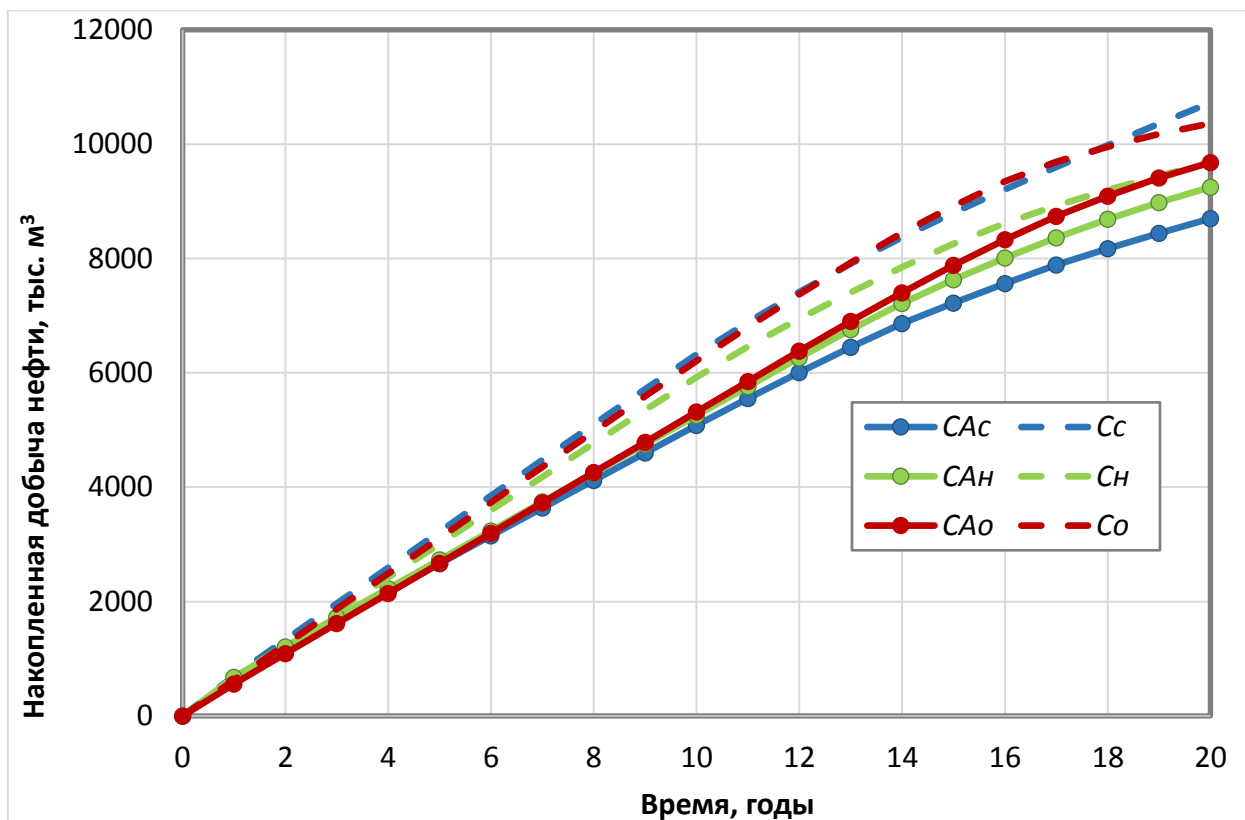


Рис. 10.10. Графики накопленной добычи нефти для участка со сверхпроницаемыми нарушениями, каждое из которых пересекает нижележащий водоносный горизонт (вариант CA - сплошные), а также просто со сверхпроводящими разломами (вариант C – пунктир), при разных системах размещения скважин

К этому же выводу пришёл и автор работы [9]: «Динамика отборов нефти и воды при разработке нефтяных месторождений, характеризующихся как полным отсутствием, так и наличием межблоковых границ различного типа, в течение первых 2-3 лет разработки практически не отличается. Нужно отметить, что различия не проявляются даже в принятых при моделировании условиях полной разбуренности залежи. В условиях поочередного ввода скважин в эксплуатацию из бурения при разработке реального нефтяного месторождения – этот срок может увеличиваться до 4-5 лет, а возможно, и значительно больше».

Этот факт значительно ограничивает ценность результатов анализа интегральных показателей разработки, которые позволяют лишь скорректировать систему расстановки и назначения скважин, которая в значительной мере уже сформирована.

## Анализ добычи

Естественно, гораздо более информативны кривые дебита нефти и воды отдельных скважин.

Для примера на рис. 10.11 – 10.16 приведены результаты расчёта кривых дебитов нефти и воды отдельных скважин для случая одной и той же расстановке скважин, но при разной истинной структуре пласта.

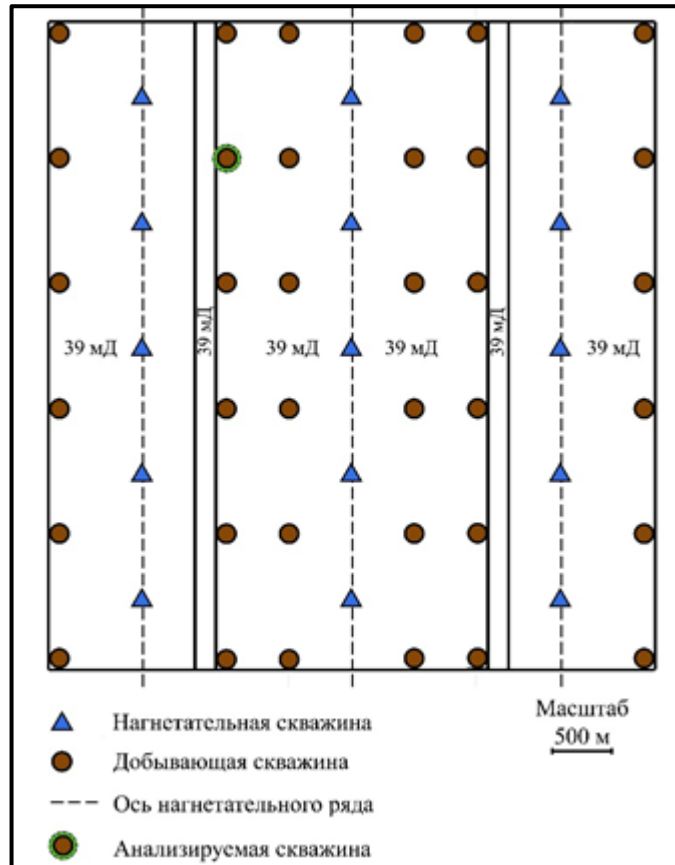


Рис. 10.11. Вариант расстановки скважин, оптимальной для однородного пласта; зелёным кольцом отмечена анализируемая скважина 2P

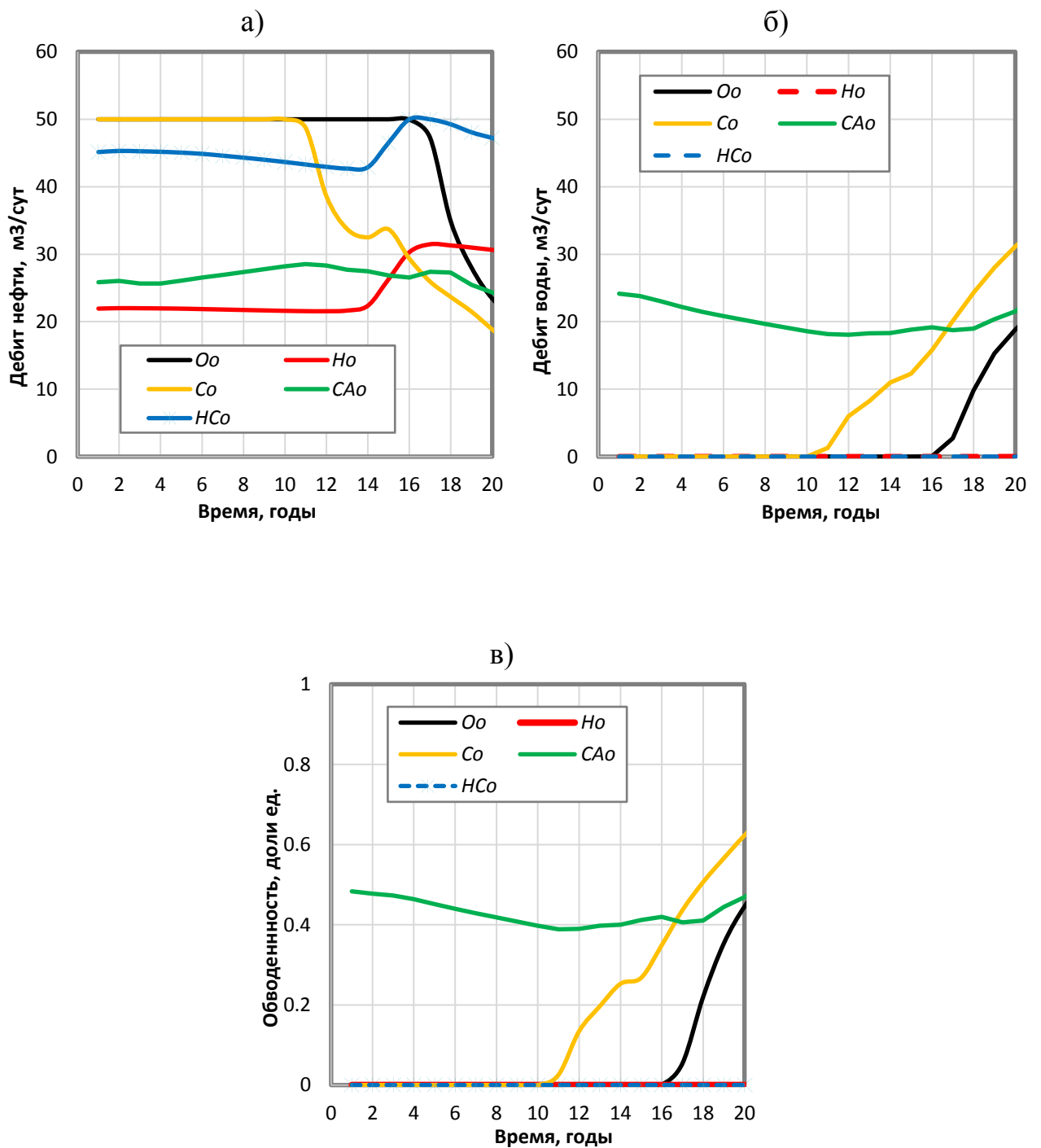


Рис. 10.12. Кривые дебита нефти (а), воды(б) и обводнённости (в) для скважины 2Р на Рис.10.11 при расстановке скважин, оптимальной для однородного пласта, но разной его структуре; чёрные – вариант *Oo*, красные – вариант *Ho*, жёлтые – вариант *Co*, зелёные – вариант *CAo*, синие – вариант *HCo*; пунктир – случаи нулевой обводнённости в течение длительного начального периода

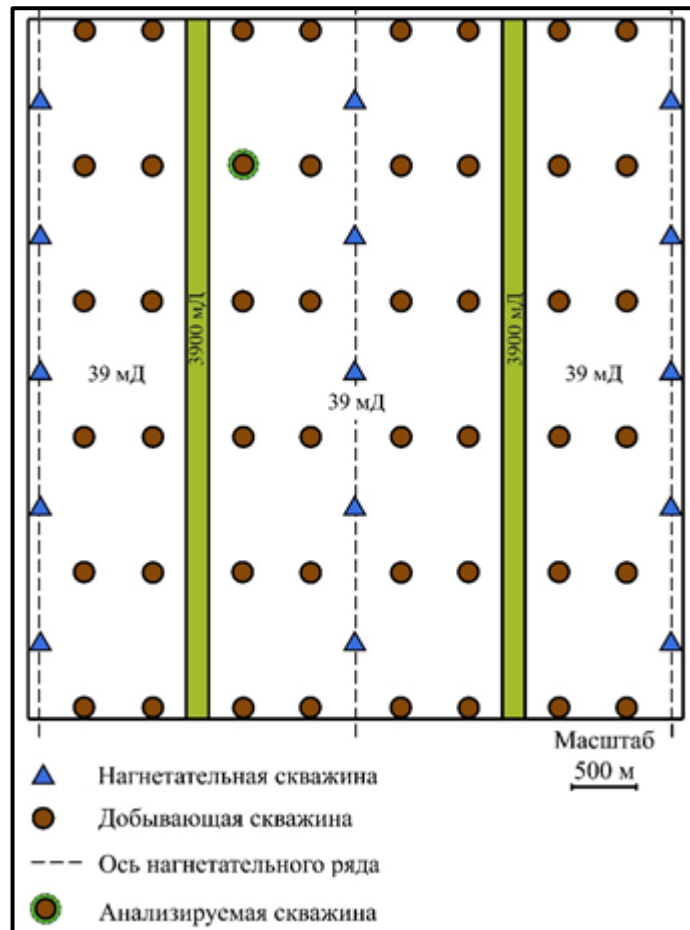
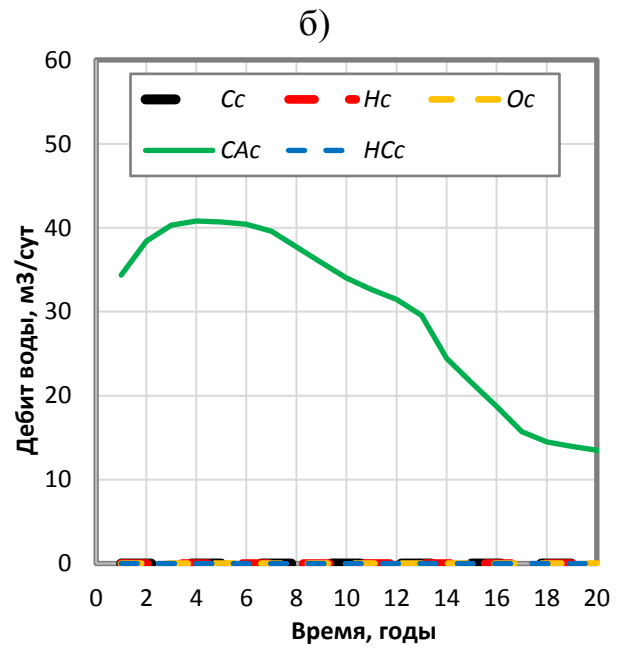
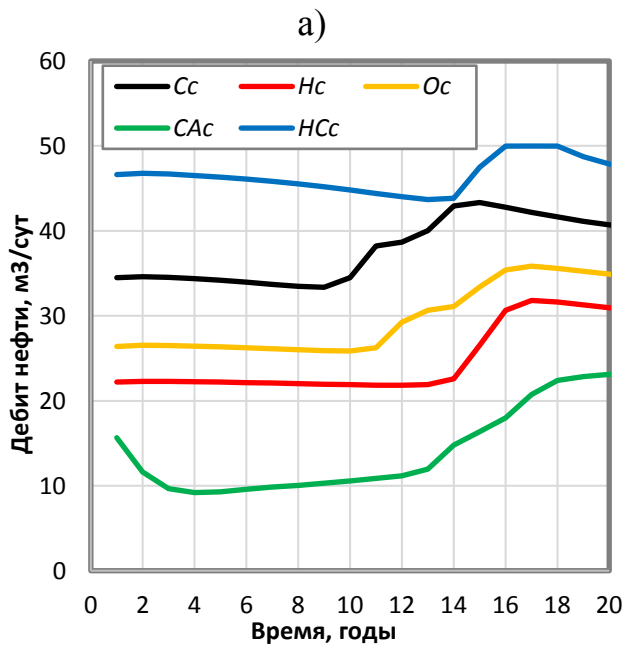
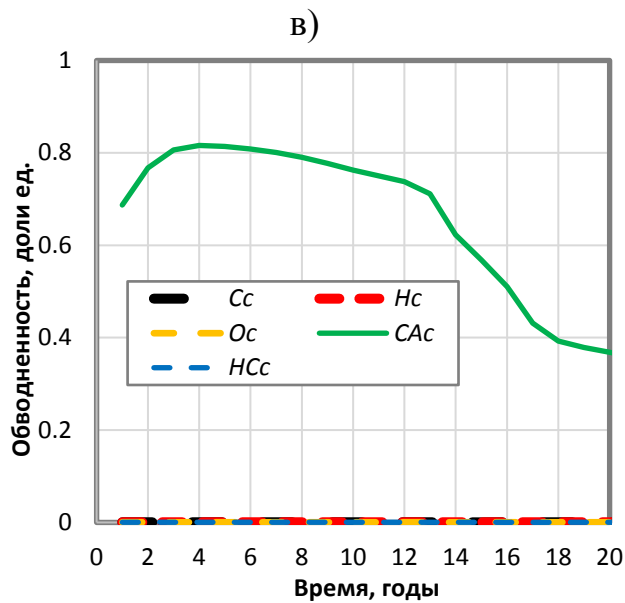
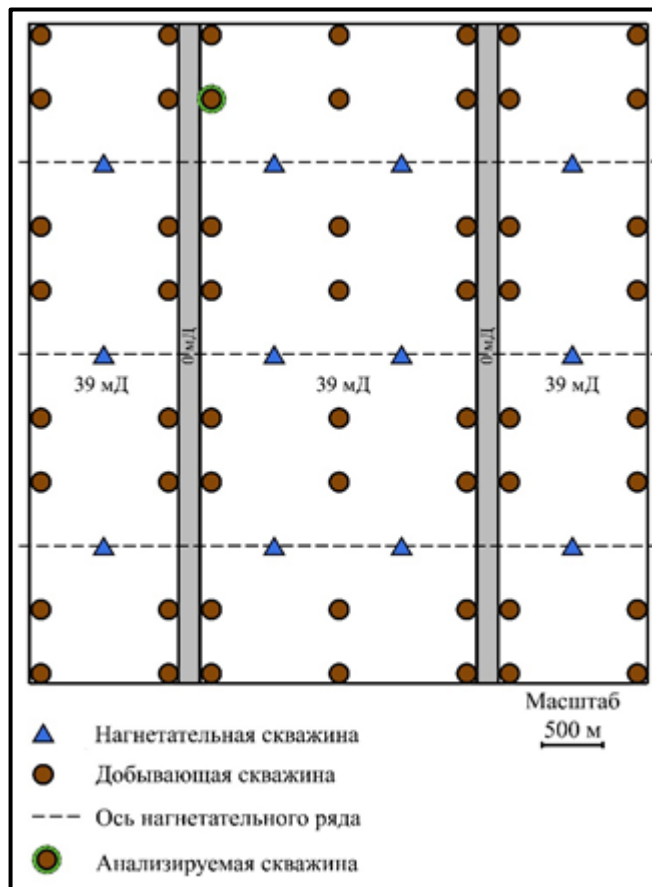


Рис. 10.13. Вариант расстановки скважин, оптимальной для пласта со сверхпроводящими нарушениями; зелёным кольцом отмечена анализируемая скважина 14Р

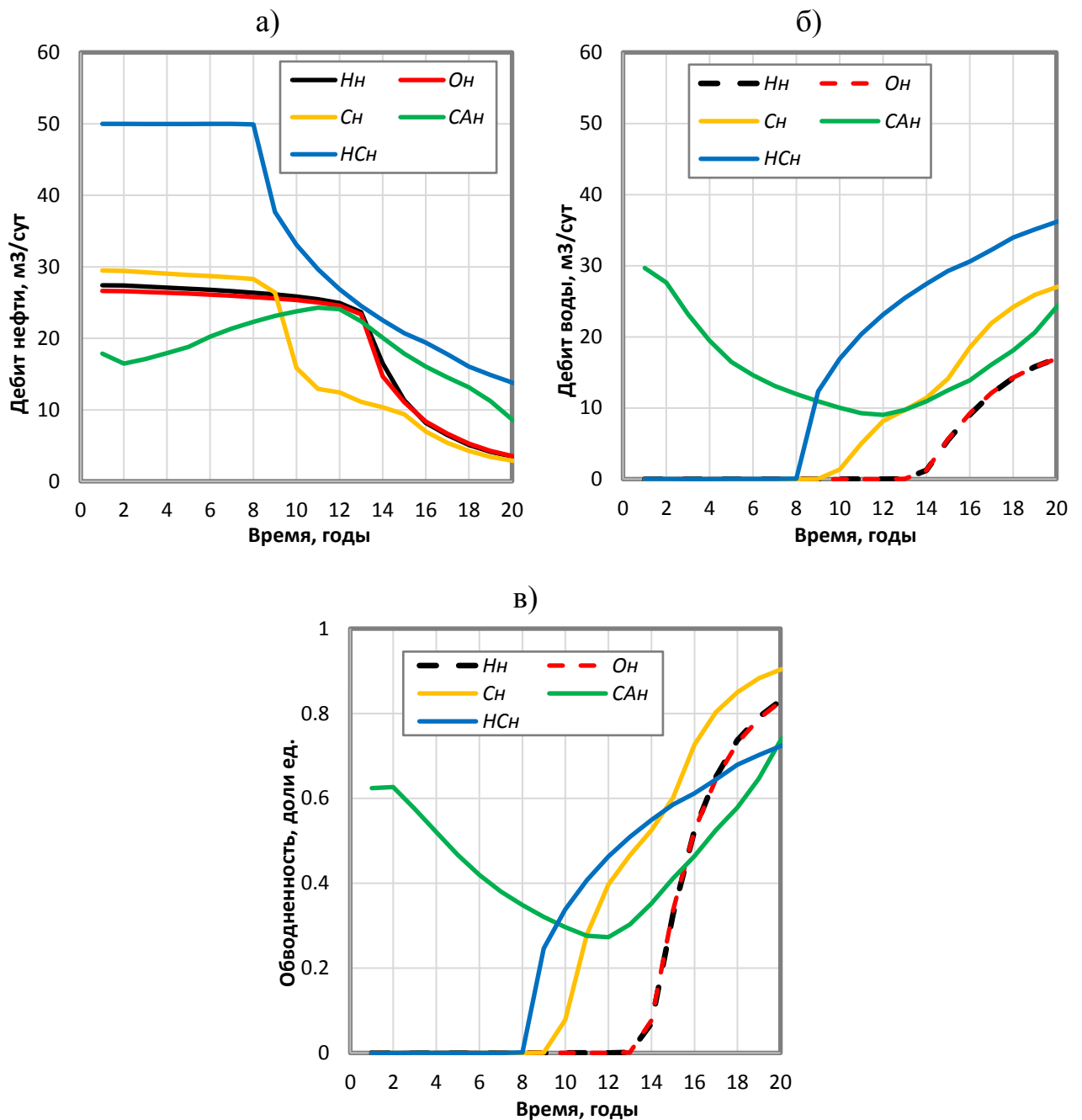




**Рис. 10.14.** Кривые дебита нефти (а), воды (б) и обводнённости (в) для скважины 14Р на рис.10.13 при расстановке скважин, оптимальной для пласта со сверхпроводящими нарушениями, но разной его структуре; чёрные – вариант Сс, красные – вариант Нс, жёлтые – вариант Ос, зелёные – вариант САс, синие – вариант НСс; пунктир – случаи нулевой обводнённости в течение длительного начального периода



**Рис. 10.15.** Вариант расстановки скважин, оптимальной для пласта с непроницаемыми нарушениями; зелёным кольцом отмечена анализируемая скважина 18Р



**Рис. 10.16.** Кривые дебита нефти (а), воды (б) и обводнённости (в) для скважины 18Р на рис.10.15 при расстановке скважин, оптимальной для пласта с непроницаемыми нарушениями, но разной его структуре; чёрные – вариант *Нн*, красные – вариант *Он*, жёлтые – вариант *Сн*, зелёные – вариант *САН*, синие – вариант *НСн*; пунктир – случаи нулевой обводнённости в течение длительного начального периода

Из приведённых данных видно, что величина дебита нефти для разных вариантов структуры пласта существенно различается, но, поскольку абсолютная величина дебита определяется значительным числом различных геолого-технологических факторов, она сама по себе является слабо информативным параметром. Из рисунков также видно, что, при заложенной достаточно жёсткой системе заводнения, в течение значительного начального периода разработки дебит нефти меняется относительно слабо. Таким



**образом, и абсолютная величина дебита нефти отдельных скважин, и характер её падения в разных скважинах могут быть использованы для идентификации типа структуры пласта, но лишь спустя значительное количество лет после начала разработки.**

**Характер же обводнения – сильно зависит от реальной фильтрационной структуры пласта и может являться одним из признаков для оценки типа этой структуры.**

**Однако, как следует из приведённых данных, если исключить вариант, когда нарушение соединяет пласт с нижележащим водоносным резервуаром (вариант СА), то реальное обводнение также начинается спустя значительное время после начала разработки, как и падение дебита нефти. Поэтому этот показатель может использоваться для корректировки системы расстановки и назначения скважин, в основном, лишь тогда, когда объект практически будет полностью разбурен.**

Фактически, при использовании историй работы скважин речь идёт уже не просто об исследовании отдельной скважины (скважин), а о комплексном анализе разработки, с использованием данных промысловых измерений (дебиты нефти газа и воды), так и данных специальных гидродинамических исследований [91], рассмотренных детальнее ниже (п.13).

Применение комплекса анализа разработки и ГДИС в тот период, когда данные разработки становятся информативными, может повысить достоверность определения различной неоднородности участка по проницаемости [91], но ценность даже такого комплексного подхода снижается тем, что практически все данные разработки в начальный период разбуривания и ввода объекта в разработку – дают мало информации о фильтрационной неоднородности и связи между скважинами.

Отметим и ещё одно обстоятельство. Очевидно, что в случае двухфазной фильтрации применение простых аналитических подходов вряд ли возможно. В этом случае скорее необходимо, используя всю априорную информацию, формировать численную модель и результаты расчёта забойных давлений и дебитов сравнивать с результатами измерений [91].

Для реализации такого подхода современные программные средства позволяют проводить численное моделирование разработки для большого числа вариантов моделей пласта [91], например:

1. многослойные пласты с перетоком между пластами и без него,
2. наличие границ сложной формы,
3. сложный композитный (многозонный) пласт,
4. наличие неоднородности пласта по фильтрационно-ёмкостным свойствам,
5. интерференция значительного числа скважин,
6. многофазный поток с изменяющимся составом фаз,
7. наличие газовой шапки и активной подошвенной воды,
8. слабосцементированные пласты,
9. существование отклонений закона течения флюидов от закона Дарси,

- 10.интерференция горизонтальных скважин и скважин с трещинами ГРП,  
11.и другие.

**Однако для анализа вариантов структуры пласта с нарушениями, как следует из приведённого выше материала (смотри пп.4 – 6), при создании численных моделей объекта – этим перечнем ограничиваться нельзя. Необходимо учитывать фильтрационную структуру и параметры дизъюнктивных нарушений, сформировавшиеся в процессе их образования, т.е. сложное строение зоны динамического влияния нарушения (смотри пп.4 – 6), а не только модель однородного пласта и абсолютно непроницаемых границ разной геометрии, как в большинстве существующих моделей [97 – 105, 167, 168].**

Существующие классические модели были сформулированы примерно 60 – 50 лет тому назад для учёта непроницаемых литологических границ или границ постоянного давления; фильтрационной структуры и фильтрационных параметров нарушений они не учитывают.

Вопросы идентификации таких моделей (существенно усложнённых по сравнению с классическими моделями) при интерпретации ГДИС и анализе разработки, насколько можно судить по литературным данным, практически не рассматривались.

## **11. ВОЗМОЖНОСТЬ УТОЧНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ «ПАССИВНОГО» ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ**

Помимо измерения параметров работы скважин (дебитов нефти, воды и газа, забойных и пластовых давлений) и регистрации результатов разработки – объёмов добываемой жидкости и закачиваемых агентов для поддержания пластового давления, одним из важных методов изучения фильтрационной структуры пластов является метод **гидропрослушивания** [97 – 105, 167, 168]. Метод заключается в наблюдении за изменением давления в одной из скважин (реагирующей) при создании возмущения в другой (возмущающей).

Подобное возмущение может быть создано специально для установления связи между скважинами [97 – 105, 167, 168], но существует и вариант метода, когда такое возмущение возникает спонтанно в процессе эксплуатации скважин по разным техническим причинам. За время эксплуатации нагнетательные скважины, например, неоднократно поочередно останавливаются: на проведение ремонтных работ, ввиду аварии части электрических сетей или КНС и т.д., и т.п. Такое резкое изменение

режима закачки должно, так или иначе, отразиться на работе окружающих добывающих скважин.

Точно такие же возмущения имеют место, если добывающие скважины интерферируют между собой, даже без осуществления закачки при добыче. Остановка скважины на подземный ремонт при смене насоса, или из-за аварии электроснабжения – также, в принципе, может быть зарегистрирована в реагирующей скважине.

Таким образом, оценивая промысловые данные можно судить о характере гидродинамической связи между скважинами. А по величине сдвига во времени между моментом появления реакции в добывающей скважине и моментом остановки или изменения режима работы соседней скважины (так называемое «запаздывание» сигнала) можно судить о фильтрационных свойствах пласта на участке между ними [15].

Фактически - это является «гидропрослушиванием» [97 – 105], только проведённым не специально, а «попутно», по технологическим причинам.

Такое гидропрослушивание можно назвать «пассивным» (его также называют «имитационным» [58], «камеральным» [15])

Впервые такой подход осуществлён Л.Б. Берманом с сотрудниками в конце 90-х годов на Ловинском месторождении Западной Сибири и применяется до сих пор [15, 58].

Примерная схема анализа подобных данных приведена на рис.11.1[58].

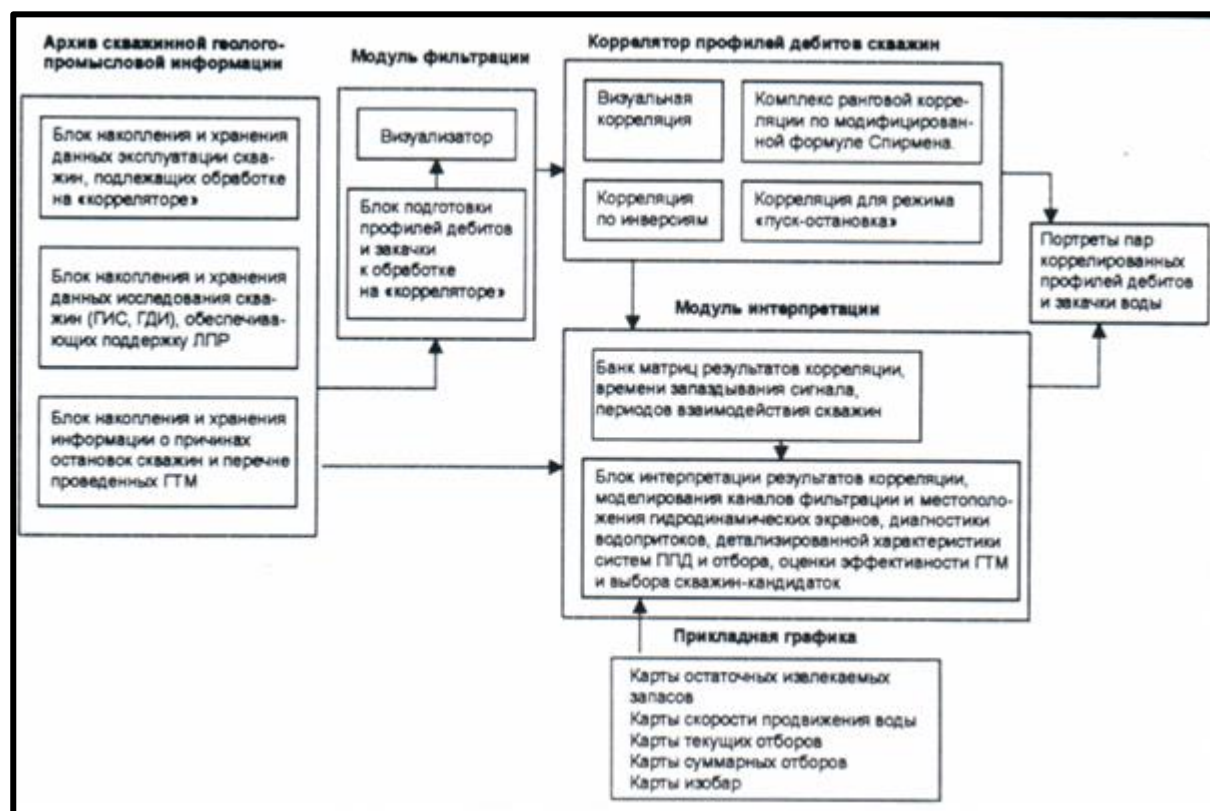


Рис. 11.1. Блок-схема компьютерной системы для получения информации о структуре пласта по данным пассивного гидропрослушивания [58]

Рассматриваемый метод выгодно отличается тем, что не требует остановки скважин на проведение исследований, как при традиционной методике ГДИС [97 –105, 167, 168]. Тем самым исключаются потери добычи на время исследования.

**Следует отметить, что, по самой своей сути, пассивное гидропрослушивание осуществимо в полной мере тогда, когда пробуренные скважины расположены достаточно близко друг от друга и существует заметная интерференция между ними. Иными словами, наиболее информативен этот метод при достаточно высокой степени разбуривания залежи и, лучше всего, когда уже осуществляется поддержание пластового давления закачкой воды.**

Главным недостатком этого подхода является его «пассивность»: момент возмущения определяется в значительной мере случайно, по не зависящим от промыслового геолога обстоятельствам: аварии, остановка на ремонт или исследования и т.п. Раньше, когда измерения забойного и пластового давлений, дебитов нефти, газа и воды на добывающих скважинах осуществлялись нерегулярно, часты были случаи, когда на период остановки возмущающей скважины никаких измерений на потенциально реагирующей скважине – не проводилось. Поэтому информативность метода была крайне низкой.

**Однако за последние десятилетия появились технические и программные средства, позволяющие исключить этот недостаток, и реализовать такие «пассивные» гидропрослушивания в гораздо большем объеме и с большей информативностью [115].** На всё возрастающем числе месторождений все скважины оборудуются постоянно действующими датчиками давления на забое и дебита – на устье скважины [15,131]. Такие скважины, часто оборудуются и средствами автоматизации, позволяющими, например, отключать скважину при аварийных ситуациях, почему они получили название «интеллектуальных» скважин, а месторождение с такими скважинами, которые, разумеется, связаны со компьютеризованными центрами обработки информации и оперативного принятия решений – «интеллектуальными» месторождениями [131, 146].

Объем применения технологии интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений непрерывно возрастает в последние десятилетия [146]. Начало этой технологии было положено ещё в 1960-ых годах в США [146]. В 1972 - 73 годах в Западной Африке был установлен первый постоянный забойный датчик давления на каротажном кабеле. В 1975 году - первый постоянный забойный датчик давления и температур на едином кабеле. В 1978 году подобное устройство впервые установлено на подводных скважинах в Северном море и Западной Африке. В 1983 году впервые осуществлена передача сигналов постоянных забойных датчиков на устье скважины по акустическому каналу. В 1986 году на подводных скважинах стали применяться постоянные забойные датчики на кварцевых кристаллах. В 1994 компания BP начала программу установки и длительных

лабораторных испытаний кварцевых датчиков, а компания Statoil объявила о достижении 10-15%-ом повышения добычи за счёт применения интеллектуальных скважин [119].

В настоящее время разработаны постоянные забойные датчики, работающие при давлениях до 1200 атм. и температурах до 200 °С [131]. Используются как электронные, так и, в последние годы, оптоволоконные датчики [119]. Создание интеллектуальных скважин стало повседневной практикой в Северном море, Мексиканском заливе, на шельфе Бразилии и Западной Африки [119].

**Уже к 2008 году во всём мире было установлено около 10 000 электронных постоянных забойных датчиков давлений и температур, более 200 оптоволоконных датчиков подобного типа, около 40 оптоволоконных постоянных забойных датчиков потока.**

Наиболее применяемы в настоящее время - электронные датчики давления /температуры [132]. Однако они в принципе могут быть скомбинированы с датчиками вибрации, измерителями распределения температуры по стволу скважины, забойными датчиками потока или забойными приёмниками сейсмических сигналов [119].

Волоконнооптические измерители распределения температур на забое также являются уже вполне зрелой технологией [132]. Разрабатываются и опробуются и такие перспективные датчики, как волоконнооптические измерители давления, волоконнооптические пассивные акустические измерители потока и другие [132].

Некоторые характеристики постоянных забойных датчиков приведены ниже [119]:

Таблица 11.1.

Некоторые характеристики постоянных забойных датчиков

Тип датчика		Погрешность измерений, %	Интервал измеряемых давлений, атм.	Дрейф показаний за год работы, атм.
пьезоэлектрический		0,1 - 0,01	0 - 408	0,5 - 1,16
ёмкостной		0,1 - 0,01	0 - 680	0,5 - 1,0
с трубкой Бурдона		0,01	0 - 408	≤ 0,5
сдвигово-колебательный	резонансные	0,01	8 - 1090	≥ 0,5
вибрационно-стержневой		0,0015	7 - 1020	1,5 - 2%

Стабильность и долговременность работы современных забойных датчиков достигается путём использования герметически изолированных кварцевых резонаторов, современной цифровой электроники, специальных герметизирующих устройств [119].

Ещё в 1995 году были достигнуты впечатляющие результаты по надёжности работы постоянных забойных датчиков, что иллюстрирует рис.11.2 из работы [146].

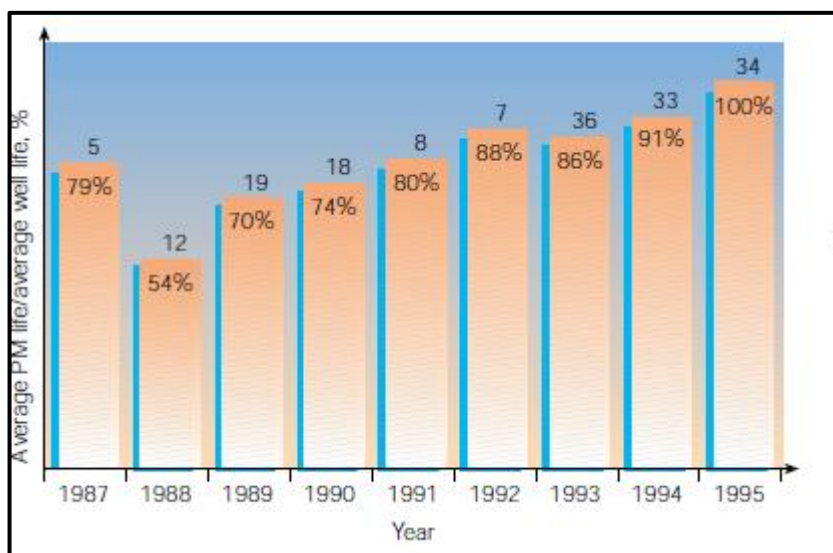


Рис. 11.2. Относительная продолжительность жизни датчиков [146]

**Установка в скважинах постоянных забойных датчиков, по крайней мере, для измерения давления и температуры, позволяет резко увеличить объём информации, получаемой при пассивном гидропрослушивании.** Ещё раз подчеркнём, что в этом случае не требуется останавливать скважины на извлечение глубинно-насосного оборудования и установку забойных манометров, как в классической методике (работы [100, 105, 110 -112]). **Подчеркнём, что установка таких измерительных систем нацелена не только (и не столько) на получение информации о гидродинамической сообщаемости скважин, а производится, в основном, для совершенно других производственных целей: оптимизации работы скважин и частичной автоматизации этого процесса.**

В этом отношении одним из наиболее показательных является эксперимент, описанный в работе [115]. Задача исследователей состояла в том, чтобы установить факт сообщаемости двух продуктивных пластов, разделённых достаточно мощной перемычкой. Все скважины были оборудованы постоянными забойными датчиками давления. Для решения задачи, **до начала масштабного нагнетания воды в оба пласта** была выполнена пробная закачка **одновременно** во все нагнетательные скважины одного из пластов, с контролем реакции на это во всех добывающих скважинах обоих пластов. Нагнетание проводилось в течение 15 дней, после чего темп нагнетания был увеличен для увеличения амплитуды

регистрируемых импульсов реакции в добывающих скважинах; после этого нагнетание осуществлялось в течение месяца. По результатам были выявлены зоны сообщаемости обоих пластов и режимы работы нагнетательных скважин обоих пластов были скорректированы.

Следует отметить, что наличие гидродинамической связи (интерференции скважин) иногда удаётся установить, применяя достаточно простые методы математической статистики [107, 113, 114, 133 - 138], путём установления формальной корреляции временных рядов интегральных данных по объёмам закачки в нагнетательных скважинах и дебитам добывающих скважин. Однако такой простой приём далеко не всегда позволяет получить надёжные результаты по следующим причинам:

- данные по дебитам крайне неполны, часто представляют собой лишь средние величины за неделю или месяц,
- **результаты измерений «зашумлены» флуктуациями работы насосов кустовой насосной станции и забойных насосов в добывающей скважине,**
- влияние закачки, анализируется лишь интегрально и поэтому обнаруживается лишь после закачки большого объёма нагнетаемого агента, а не на ранних стадиях заводнения.

Анализ данных постоянных забойных датчиков позволяет установить сообщаемость скважин гораздо более достоверно, на самых ранних стадиях заводнения [115]. Удаётся оценить какие-то параметры гидродинамического барьера между скважинами [106], а при благоприятных условиях - и параметры самого пласта. Появляется и **принципиальная** возможность получать информацию о гидродинамической сообщаемости, применяя специальные методы и программы обработки временных рядов данных измерений [116 -130].

**Извлечение полезной информации о пласте по данным постоянных забойных датчиков давления при пассивном гидропрослушивании, разумеется, представляет собой крайне сложную задачу [119, 125], даже в остановленных скважинах.**

Это связано со следующими причинами:

Огромный объём информации. Измерения проводятся с интервалом от 1 до 10 секунд, в течение нескольких лет. За год число измерений может достигать миллиона [119, 125]. Обработка всего массива может стать невыполнимой из-за ограничений производительности компьютера.

Различный тип погрешностей и ложных сигналов. Данные, зарегистрированные в течение длительного времени, могут быть подвержены влиянию намного большего числа осложняющих факторов, чем при гидродинамических исследованиях обычного типа [97 – 105]:

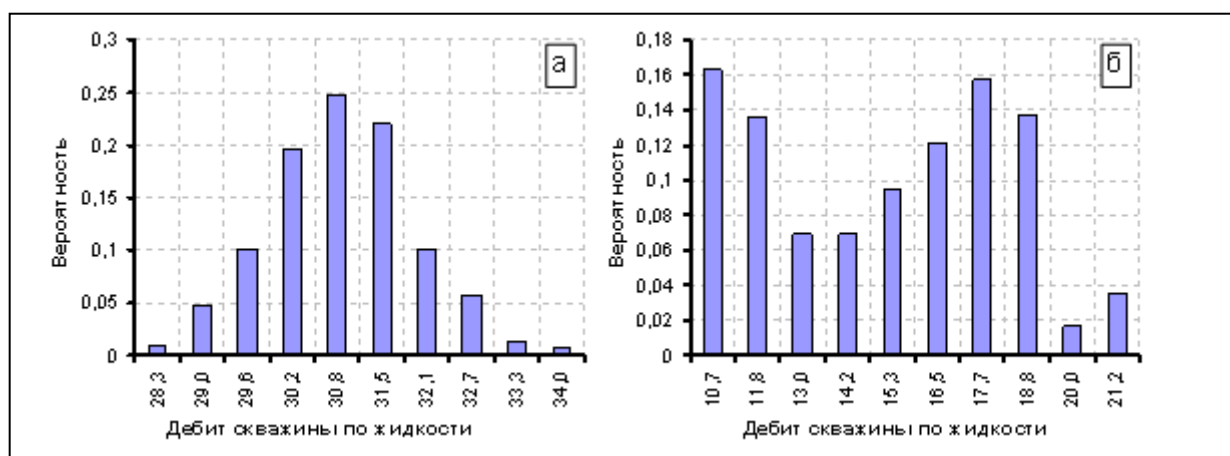
- За время эксплуатации месторождения свойства пород в межскважинном пространстве некоторых частей пласта могут динамически изменяться [109].

- Текущее пластовое давление может в какой-то момент снизиться ниже давления насыщения, что вызовет появление двух- или трёхфазного течения флюидов в пласте, случай, который трудно интерпретировать.

Эти два фактора означают, что нерационально анализировать весь временной ряд замеров давления за очень длительный период, целесообразно разбить анализируемый временной интервал на ряд более коротких периодов, в течение которых можно предполагать, что свойства пород и характер насыщения порового пространства не менялся в процессе эксплуатации

- Данные измерений могут быть сильно зашумлены и содержать значительное число ложных флуктуаций значительной амплитуды [119, 125].

**Весьма значительными могут быть шумы от работы насоса в реагирующей скважине, если она не остановлена.** Например, исследование работы электроцентробежных и электровинтовых насосов на скважинах Усинского месторождения [108] (выполненное с сугубо практической целью диагностики работы насосов) показало, что разброс дебитов при **нормальной** работе насоса может достигать нескольких атмосфер. Данные измерений дебита приведены на рис. 11.3, заимствованном из работы [109].



**Рис. 11.3. Гистограмма распределения мгновенных дебитов по жидкости (а - нормальная работа скважины, б - проявление отклонений) [108]**

Непосредственная оценка амплитуды собственных шумов от работы насоса на величину забойного давления, оценённая в одном специальном эксперименте, [166] даёт величину порядка  $10^{-3}$  МПа или  $10^{-2}$  атм.

Возможность аномального поведения давления. Поскольку измерения давления подвержены различным мешающим факторам, некоторые из которых указаны выше, то данные по давлению могут оказаться не соответствующими результатам измерения дебита. Это несоответствие



может приводить к некорректной интерпретации полученных данных измерений.

Неполнота данных дебита. Если скважина не оборудована постоянными забойными датчиками, то, как отмечено выше, измерения дебита проводятся относительно редко; иногда доступны лишь средние данные за месяц и т.п., а иногда данные однократных измерений просто распространяются на неделю или месяц, если иных замеров не проводилось.

Нахождение особых точек на кривой зависимости давления от времени. Нахождение этих точек является ключевым моментом анализа, прежде всего, если целью является установление сообщаемости скважин. Неполнота данных по дебиту сильно повышает сложность задачи, т.к. в этом случае такие точки необходимо отыскивать из самих данных по давлению.

Несмотря на указанные сложности, за последние 20 лет в методике обработки и анализа непрерывных данных о забойных давлениях достигнут весьма существенный прогресс [116 – 130]. Первые работы в этом направлении опубликованы ещё в 1999 - 2002 годах [129, 130]. Предложенная тогда методика состояла из 7 этапов:

1. Исключение аномальных выбросов - используя вейвлет-преобразование,
2. Подавление шумов,
3. Нахождение импульсов давления, являющихся реакцией на резкие изменения дебита соседней скважины - используя вейвлет-преобразование,
4. Уменьшение числа данных - данные отбираются для анализа, только если на интервале определённой длительности наблюдаются изменения давления, превосходящие некоторое пороговое значение,
5. Реконструкция временной зависимости дебита - неизвестные данные о дебитах рассматриваются как параметры регрессии и находятся их наилучшие значения при условии соответствия либо измеренным значениям дебита, либо данным о накопленных отборах,
6. Фильтрация данных – используются методы нелинейной регрессии, чтобы отфильтровать ошибочные или аномальные данные,
7. Полученные на предыдущих этапах данные анализируются методом «скользящего окна».

Эта первоначальная схема была в дальнейшем исследована и усовершенствована в многочисленных работах (смотри работы [116 – 130] и намного более обширную библиографию в работах [119, 125]). В 2006 году была опубликована уже практически автоматизированная схема анализа длительных измерений давления [139], в том числе, осуществлённых постоянными забойными датчиками.

Разработанные алгоритмы и программы обработки и анализа данных измерений давления постоянными забойными датчиками вполне позволяют решать ряд практических задач исследования пласта [115, 140 – 144].

Например [142], в Южном Омане с помощью постоянных забойных датчиков давления была проанализирована сообщаемость скважин для оценки возможности применения технологии закачки растворяющегося в нефти газа. Возмущающая скважина была рабочей, а окружающие - остановлены для длительного исследования. Помимо сообщаемости, по амплитуде и времени прихода импульса реакции были оценены фильтрационные параметры межскважинного пространства.

В Северном море ещё в 90-ых годах прошлого столетия данные постоянных забойных датчиков были использованы при оценке запасов вновь открытых залежей, **при установлении гидродинамической сообщаемости небольших соседствующих залежей** [140, 146]. На месторождении Saltire в этом же регионе применение постоянных забойных датчиков позволило предотвратить переход режима добычи на режим растворённого газа [140, 146], а также **осуществить площадной анализ сообщаемости скважин**. Эти данные позволили оптимизировать расположение скважин, режим закачки для поддержания пластового давления и получить надлежащие параметры для воспроизведения истории разработки при последующем гидродинамическом моделировании.

Месторождение Gullfaks в Норвежском секторе Северного моря имеет развитую систему нарушений, непроницаемых или частично непроницаемых. Данные постоянных забойных датчиков давления были использованы для **установления степени сообщаемости между блоками, ограниченными нарушениями** [70]. На месторождении Veslefrikk в Норвежском секторе Северного моря данные постоянных забойных датчиков давления были использованы для установления однофазности течения нефти в ограниченных нарушениями блоках, для гидропрослушивания скважин и воспроизведения истории разработки [146].

Вообще, постоянные забойные датчики могут быть с успехом использованы при решении широкого круга различных промысловых задач, что иллюстрирует приведённая ниже Таблица 11.2, заимствованная из работы [146].

В 2003 году был предложен и метод восстановления профиля притока по результатам анализа данных постоянных забойных датчиков давления [147].

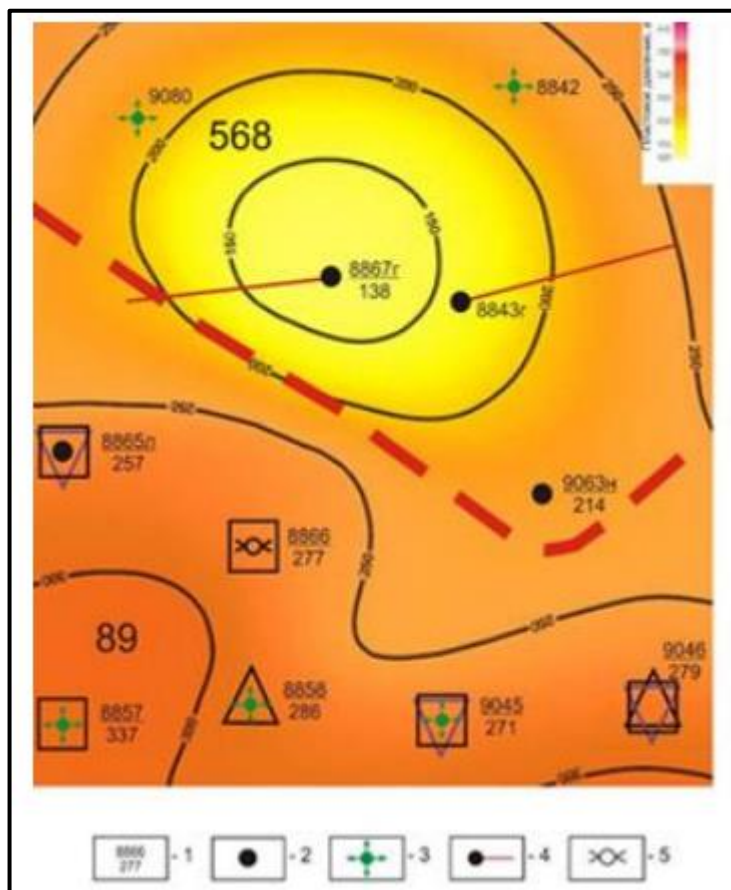
В России работы по оснащению скважин постоянными забойными датчиками давления, температуры и дебита развиты в значительно меньшей степени. Однако, в последнее время число скважин, оборудованных постоянными забойными датчиками (давления, температуры, потока) растёт и в России, например, их данные, например, применены для анализа структуры Ватъганского месторождения Западной Сибири [15, 159]. На рис.11.4 приведён пример успешного проведения пассивного гидропрослушивания на группе скважин, оборудованных постоянными датчиками [159].

Таблица 11.2.

Промысловые задачи, при которых перспективно использование постоянных забойных датчиков давления [146]

<b>Направление использования</b>	<b>Решаемая задача</b>	<b>Преимущества постоянных забойных датчиков</b>
<b>Гидропрослушивание</b>	Установление степени сообщаемости частей месторождения, скважин, блоков, а также вертикальной сообщаемости залежей	<ul style="list-style-type: none"> <li>- исключаются спускоподъёмные операции для установки забойного манометра,</li> <li>- упрощается планирование исследований,</li> <li>- обнаружение эффектов, вызванных любым изменением дебита или объёма закачки в скважинах, в которых установлены постоянные датчики,</li> <li>- возможен дистанционный контроль и анализ данных,</li> <li>- минимальные потери в добыче при исследовании.</li> </ul>
<b>Контроль пластового давления</b>	Поддержание пластового давления выше давления насыщения или иного необходимого уровня по данным постоянных датчиков – путём изменения объёмов закачки или уровней добычи	<ul style="list-style-type: none"> <li>- максимизация уровня добычи каждой скважины,</li> <li>- упрощается планирование добычи,</li> <li>- оптимизация режима закачки,</li> <li>- контроль падения дебита,</li> <li>- оптимизация работ по заканчиванию скважин.</li> </ul>
<b>Многократное проведение исследований методом падения или восстановления давления</b>	Проведение исследований методом падения или восстановления давления в скважине, оборудованной постоянными датчиками – при каждом намеренном или неумышленном пуске или остановке скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>- проведение исследований при минимальном вмешательстве в работу скважины,</li> <li>- исследование в режиме реального времени,</li> <li>- отсутствие кабеля в НКТ в течение длительного исследования или начального периода добычи,</li> <li>- возможен дистанционный контроль и анализ данных,</li> <li>- минимальные потери в добыче при исследовании.</li> </ul>
<b>Воспроизведение истории разработки</b>	Измерение забойного давления производится постоянно, в течение всей жизни скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>- проверка моделей пласта,</li> <li>- уточнение параметров пласта,</li> <li>- уточнение запасов в пласте.</li> </ul>

Скважины 8843г и 8867г были оборудованы датчиками погружной телеметрии (ТМС), а на скважине 8866 установили прибор «Сиддос-1» для замера гидростатического давления; было принято решение провести пассивное («камеральное») гидропрослушивание, используя в качестве возмущающей скважину 8858, переведённую из добывающего фонда в нагнетательный. После запуска в работу возмущающей скважины 8858, в скважине 8866 пластовое давление восстанавливается до прежних значений, а в скважинах 8867г и 8843г продолжается снижение пластового и забойного давлений.



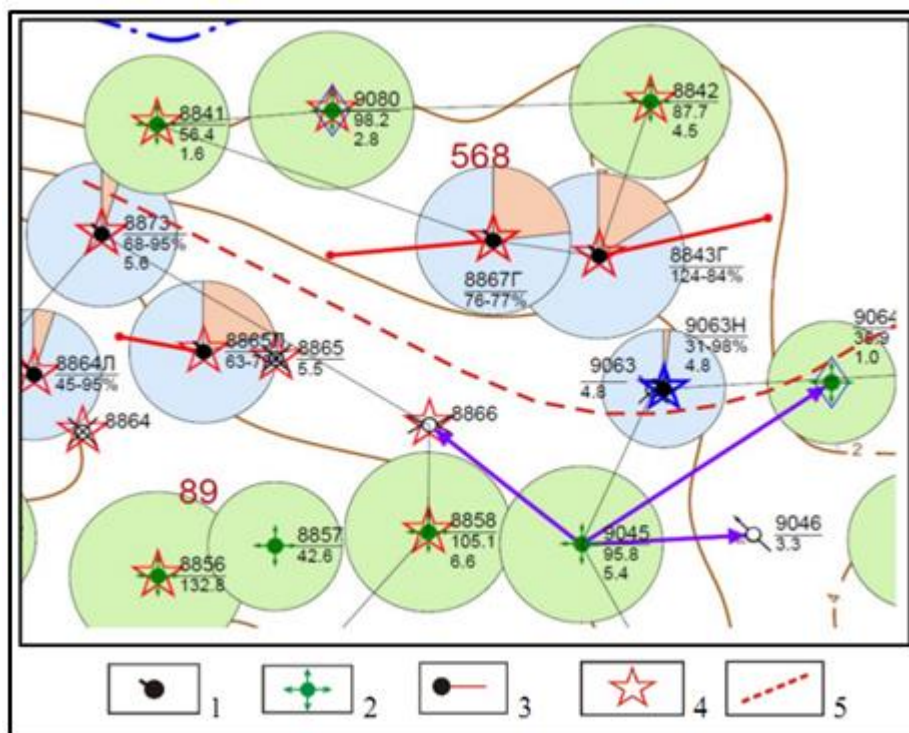
**Рис. 11.4. Карта изобар пластовых давлений продуктивного пласта в плоскости разрывного нарушения [159];**

**1** – скважины (в знаменателе номер, в числителе – величина пластового давления, атм); **2** – добывающие скважины; **3** – нагнетательные скважины; **4** – скважины в бездействии с прошлых лет; **5** - горизонтальные секции скважин; разрывное нарушение показано красным пунктиром

Забегая вперёд, отметим, что на качественном уровне положение этого нарушения не противоречит и данным трассерных исследований, рис. 11.5.

Тенденция увеличения числа постоянно действующих забойных датчиков, вероятнее всего, сохранится, как в мире, так и в России, прежде всего, для более оперативного, достоверного управления эксплуатацией месторождения и частичной автоматизации этого процесса. Например, согласно данным Коробейниковой А.Е. [145] к 2030 году объём инвестиций

на создание «умных скважин», оснащённых постоянными забойными датчиками, возрастёт в 3 раза по сравнению с 2010 годом.



**Рис. 11.5. Выкопировка из карты текущего состояния разработки объекта ЮВ-1 в районе кустовых площадок № 568,89 с наличием геологического барьера [15]; 1 – нефтяные скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – горизонтальные скважины; 4 – скважины с ГРП; 5 – выделенное дизъюнктивное нарушение; *лиловым* – показаны связи скважин, установленные по данным трассерного метода**

Поэтому разработка методики обработки и анализа данных постоянных забойных датчиков, методики изучения структуры пласта и его параметров с использованием непрерывно получаемой с забоев информации - представляется весьма перспективным направлением работ в отечественном нефтегазовом секторе.

Очевидно, что необходимо создание достаточно мощного отечественного программного продукта для обработки и анализа долговременных измерений забойного давления, температуры и дебита, на основе накопленного зарубежного опыта работ в этом направлении.

При этом значительной по важности частью такой работы является создание способа фильтрации шумов от работы насоса в скважине, исследуемой без её остановки.

## 12. ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

### *Общие сведения*

Одним из широко применяемых методов изучения фильтрационной структуры нефтяных залежей является **трассерный метод** [61, 148 –156].

В ранних работах метод назывался – **индикаторным** [61, 148 – 150]. Однако это приводило к некоторой терминологической путанице, поскольку, хорошо известная в промысловой геологии, кривая зависимости дебита скважины от забойного давления (или депрессии на пласт) в российской технической литературе уже многие десятилетия называется **индикаторной кривой**.

Поэтому в дальнейшем для рассматриваемого нами вида исследований стали применять термин **трассерные исследования, трассерный метод**, заимствованный из английского языка.

Ниже мы будем придерживаться именно этого названия.

Трассерный метод существует в самых различных модификациях и применяется для решения самых разных производственных задач [61, 148 – 156].

В данной работе **не рассматривается** применение трассеров для различных целей, не связанных с контролем фильтрационных потоков, и подробно рассмотренных в [3].

Рассматривается **только вариант применения трассеров для контроля фильтрационных потоков жидкости в межскважинном пространстве**.

Известно, что результатами измерений при трассерных исследованиях являются:

- сам факт обнаружения трассера в продукции конкретной добывающей скважины, что свидетельствует о наличии гидродинамической связи между этой скважиной и нагнетательной, в которую закачан трассер; в дальнейшем производится геологическая и промысловая интерпретация этого факта;
- кривая зависимости «концентрация трассера - время»;
- времена прихода пиков («максимумов») концентрации трассера, определяемые на кривой «концентрация трассера - время»;
- величины, вычисляемые по кривой «концентрация трассера - время»: площади под выявленными пиками; суммарное количество трассера, извлечённое из данной добывающей скважины и т.д.; относительное количество трассера, полученного в данной скважине, по отношению ко всему добытому его количеству во всех скважинах, и другие.

Применение трассерного метода на традиционных нефтяных месторождениях, в принципе, позволяет решать широкий круг промысловых задач [11, 15, 61, 148 – 156].

Полученные данные могут быть весьма существенны для промышленного геолога при решении различных стоящих перед ним задач.

### *Применяемые трассеры*

В качестве стабильных трассеров в полевых и лабораторных условиях исследовались и использовались самые различные вещества и соединения [11, 15, 61, 150, 156, 157]:

- отдельные химические элементы – йод, бор, магний литий, калий,
- соли различных элементов: хлориды, бромиды, нитраты, тиоцианаты, и др.;
- стабильный изотоп водорода – дейтерий;
- красители – флуоресцеин, эозин, эритрозин, конго красный, метилен голубой, анилин голубой и др.;
- пищевые продукты и отходы (твердые индикаторы) – мука, сахар, крахмал, глюкоза, овсяные отбросы, отруби и др.

Отметим сразу, что последние - не получили широкого распространения из-за несоответствия фильтрации истинных растворов и взвесей частиц.

В различных странах в разное время испытывались в качестве трассеров и более 20 радиоактивных изотопов [61], особенно изотопы кобальта и йода.

Наиболее пригодным оказался тритий, растворённый в воде, который широко применялся в отечественных трассерных исследованиях в 60-х - 80-х годах прошлого века [61, 148 – 155] и за рубежом. В СССР был создан даже уникальный набор трассеров на нефтяной основе, путём внедрения атомов трития в углеводородные молекулы [158].

Однако, после Чернобыля тритий в качестве трассера – в нашей стране не используется.

### *Распространённость трассерных исследований*

Трассерные исследования проводятся уже более 50 лет и их география охватывает практически всю территорию России и бывшего СССР. Колоссален объём исследований в **Западной Сибири**, которые, в частности, проведены на большом числе месторождений; в их числе: Ай-Еганское, Ватинское, Покамасовское, Южно-Ягунское, Северно-Поточное, Средне-Балыкское, Мыхпайское, Урьевское, Западно-Асомкинское, Южное, Комсомольское, Тюменское, Кирско-Коттынское, Северо-Ореховское, Долговское, Сомотлорское, Дружное, Малочерногорское, Варьёганское, Хохряковское, Пермьяковское, Кошильское, Узунское, Лор-Еганское, Гун-

Еганское, Новомолодежное, Ершовое, Нивагальское, Лас-Еганское, Поточное, Ван-Еганское, Приобское, Верх-Тарское, Западно-Могутлорское, Повховское, Локосовское, Муравленковское, Средне-Хулымское, Коттынская площадь, месторождения Краснотеннинского свода (с использованием трития [153]), и другие. Всего по Западной Сибири проведено более 400 подобных исследований, осуществлённых для решения различных промысловых задач.

Целенаправленное применение трассерного метода для выявления дизъюнктивных нарушений и определения их фильтрационных параметров стало применяться сравнительно недавно, и число таких работ пока не слишком велико. В этом отношении следует отметить работы [11, 15], в которых приводятся результаты нескольких исследований, выполненных с подобной целью.

### *Применяемая методика исследований*

Основные положения методики проведения трассерных исследований сформулированы ещё в 70-х годах Э.В.Соколовским и его сотрудниками [61]. **Особо следует отметить, что трассерные исследования возможны, как правило, на достаточно поздней стадии разработки, когда система ППД практически уже сформирована и осуществляется закачка воды на исследуемой части месторождения.**

В сущности, до настоящего времени все исследователи пользуются рекомендациями Соколовского Э.В., с небольшими уточнениями.

Как правило, минимально необходимая масса закачиваемого индикатора составляет:

- для флуоресцентных трассеров - от 20 до 30 кг сухого порошка на скважину,
- для ионных индикаторов от 500 до 1000 кг сухого порошка на скважину,
- для органических трассеров – до 200 кг на скважину,

Рекомендуемый объём оторочки меченой жидкости:

- для флуоресцентных и ионных трассеров - от 6 до 12 м<sup>3</sup> раствора,
- для органических трассеров - до 6 м<sup>3</sup> раствора.

Общая продолжительность отбора проб традиционно составляет 60÷90 суток с момента закачки трассера, а частота отбора проб:

- ✓ в течение первых 10÷20 суток - ежедневно;
- ✓ в последующие 22÷60 суток - 1 раз в двое суток;
- ✓ в последующие 63÷90 суток - 1 раз в трое суток.

**Отметим, что общепринятая методика обычно предусматривает анализ поступления трассера в реагирующие скважины в течение достаточно ограниченного времени, при том, что даже в 60-х годах ХХ**



**века Э.В. Соколовским предлагалось проводить трассерные исследования длительностью минимум от 0,5 до 1 года [61].**

Техника и методика проведения трассерных исследований были несколько модернизированы в диссертации [148] и методических руководствах [150, 154, 155].

Последующее уточнение методики трассерных исследований произошло только в 2008 году [151].

В частности, в перечень необходимых предварительных работ включён анализ геологической и гидродинамической моделей залежи. Уточнена методика определения объёма закачиваемого раствора трассера, его концентрации, частоты отбора проб и ряд других методических и технических положений.

Используемые методические параметры, в первую очередь, частота и длительность отбора проб, представляют собой, по сути, компромисс между желаниями исследователей и техническими, организационными возможностями проведения работ на промысле. На практике, даже точное, достоверное и непрерывное определение суточного дебита воды и нефти по каждой скважине представляет собой сложную техническую и организационную проблему, не решённую полностью до сих пор. В действительности абсолютно точными и достоверными являются только данные об объёмах нефти, сдаваемой в систему трубопроводов «Транснефть», ибо **такие измерения объёма нефти проводятся в непрерывном режиме на коммерческих узлах учёта с погрешностью не более 0,25%.**

Ещё сложнее обстоит дело с отбором проб скважинной жидкости. При небольшой обводнённости распределение добываемого трассера на забое и в стволе скважины во времени и пространстве имеет сложный вид: за счёт турбулентности течения, его многофазности, влияния гравитационных сил и т.д., и т.п.

Поэтому применяемые методические параметры и представляют некий компромисс.

### *Некоторые особенности интерпретации трассерных исследований при выявлении нарушений и оценки их параметров*

Применение этого метода для выявления нарушений и оценки их параметров, в сущности, базируется на трёх основных экспериментальных результатах, получаемых при трассерных исследованиях: а) на факте регистрации поступления трассера, закачанного в нагнетательную скважину, в реагирующей скважине; б) на определении относительного распределения количеств трассера, извлечённых в различных скважинах, в которых его

поступление зарегистрировано, в) на оценке времени, прошедшего от закачки трассера в нагнетательную скважину до его поступления в реагирующую добывающую скважину.

Если трассер в реагирующую скважину не поступил, то это обычно интерпретируется, как наличие непроницаемого барьера между скважинами, особенно при условии, что в исследуемом участке пласта отмечено наличие нарушения по сейсмическим или иным данным.

Проведение таких, в целом, достаточно информативных, исследований затрудняется тем, что в последние десятилетия в разработку всё больше вводятся месторождения с нефтеносными коллекторами низкой проницаемости. Например, на гигантском Приобском месторождении средняя проницаемость разных продуктивных пластов (АС10-АС12) по керну составляет от 1,8 до 31,9 мД, а по ГИС - от 4,1 до 51,8 мД.

Легко оценить, что при проницаемости пласта 100 мД, депрессии на пласт 100 атм., расстоянии между скважинами 500 м, вязкости пластового флюида в 1 сПз время прохода фронта обводнения от нагнетательной до добывающей скважины по порядку величины составит 8 лет. Разумеется, исследования с такой длительностью – нереальны, и с практической точки зрения мало полезны.

**Представляется, что при трассерных исследованиях, проводимых на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, если они проводятся для выявления и оценки фильтрационной значимости нарушений, скорее всего, будет исследоваться высокопроницаемая, трещинная, зона пласта, примыкающая к нарушению – т.е. осевая зона нарушения и часть внешней зоны, непосредственно примыкающая к осевой (смотри п. 5).**

На рис. 12.1 и 12.2 приведён пример трассерных исследований, выполненных в работе [15, 159] на участке Ватьёганского месторождения. Видно, что направление движения трассера, в целом, коррелирует с положением нарушений, выделенных по сейсмическим данным путём сравнения отметок ВНК в смежных участках пласта [159]. Сами авторы этого исследования высказывают предположение, что «трассер двигался по наиболее проницаемой части в зоне дробления пород в плоскости сместителя и вдоль простирания разрывного нарушения до отдалённых реагирующих скв. 9110 и 9099Г» [15, 159].

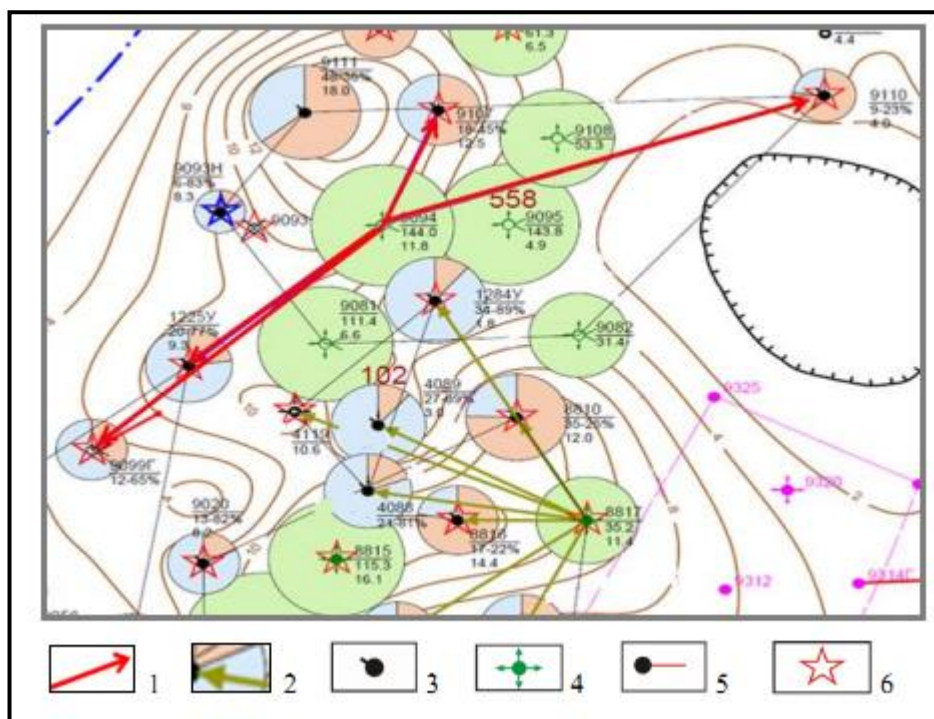


Рис. 12.1. Схема закачки раствора трассера в нагнетательные скв. 8817, 9094 (пласт ЮВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения)[15, 159]; 1 – движение жидкости с трассером по плоскости сместителя разрывного нарушения; 2 – движение трассера по пласту; 3 – нефтяные скважины; 4 – нагнетательные скважины; 5 – нефтяные горизонтальные скважины; 6 – скважины с ГПП.

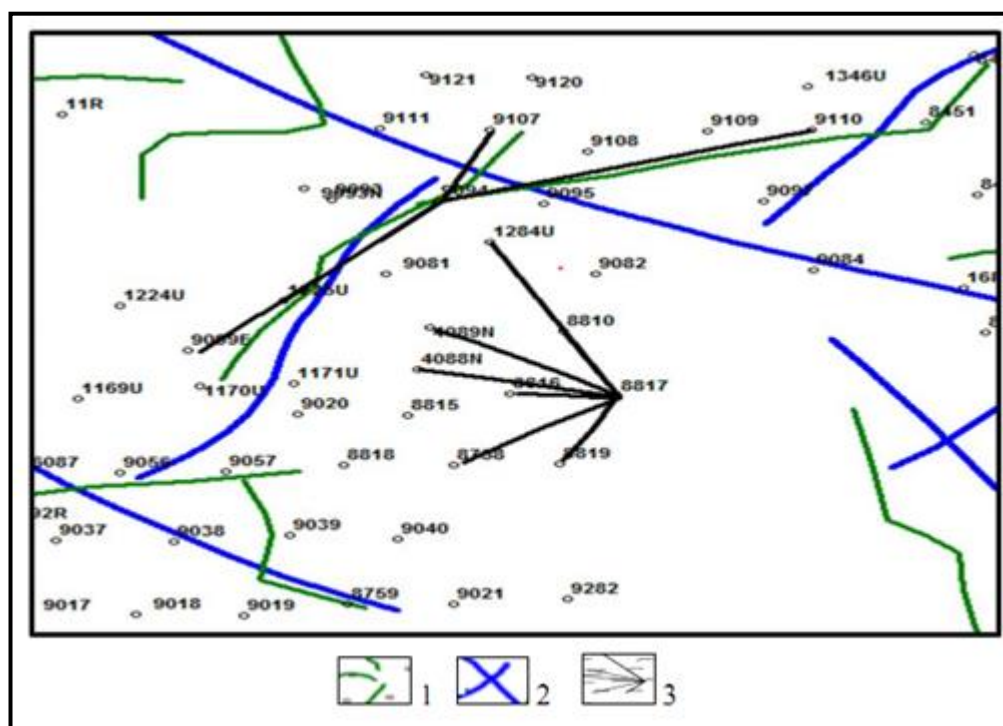


Рис. 12.2. Схема сопоставления простирания выходов разрывных нарушений на поверхности доюрских пород фундамента, пласта ЮВ<sub>1</sub> по сейсмическим материалам, места закачки и направление движения трассера по пласту и разрывному нарушению по данным трассерных исследований [15,159]; 1 – разрывные нарушения в фундаменте; 2 – разрывные нарушения в пласте ЮВ<sub>1</sub>; 3 – направление движения трассера по пласту и по плоскости сместителя разрывного нарушения

По этой причине на рис.12.1 красными стрелками и показано «движение индикатора по плоскости сместителя» [15, 159]. Но очевидно, что невозможно различить движение по плоскости, т.е. по зоне магистрального разлома нарушения, и осевой зоне, и по примыкающей к нарушению высокопроницаемой трещиноватой части внешней зоны пласта. Скорее всего, может иметь место движение по всем этим зонам.

**Поэтому на месторождениях с коллекторами достаточно низкой проницаемости выбор участка для проведения трассерных исследований и методики их проведения должны осуществляться весьма тщательно, с учётом всей совокупности информации, имеющейся об исследуемом участке, чтобы избежать проведения неинформативных, но длительных исследований.**

### *Регистрация аномально быстрых прорывов воды по данным трассерных исследований*

Что касается третьей задачи, то здесь необходимо обратить внимание на одно, в общем, хорошо известное обстоятельство.

**Ещё данные ранних трассерных исследований [61] показали, что скорость перемещения части нагнетаемой воды в пластах достигает весьма больших величин, исчисляемых сотнями метров за сутки.**

Значения скорости более 100 м/сут зафиксированы на многих исследованных с применением трассеров площадях Ставропольского края, Пермской и Мангышлакской областей, Татарии, Башкирии и Белоруссии. Наибольшая величина, равная 10,2-10,6 км/сут, установлена на Осташковичском (БССР) и на Дерюжевском (Куйбышевская область) месторождениях[61].

Диапазон скоростей такого опережающего перемещения части закачиваемой воды в различных направлениях от одной и той же нагнетательной скважины весьма широк [61]: по Ачикулакскому месторождению 13,8-231,0 м/сут, Осташковскому 396,5-10200,0 м/сут, Старогрозненскому 14,3-73,3 м/сут, Ромашкинскому (Лениногорская площадь) 158,0-480,0 м/сут, Осинскому 144,0-900,0 м/сут.

Время движения первых порций меченой воды в пластах не согласуется с такими параметрами разработки, как режимы работы добывающих и нагнетательных скважин и расстояние между ними, обводненность извлекаемой нефти.

Экспериментальные данные показывают, что по каждому фильтрационному каналу, как правило, перемещается небольшой объем жидкости, составляющий от десятитысячных долей до 1 % воды, нагнетаемой в скважину, через которую введён в пласт трассер. Однако, важнейшей фильтрационной характеристикой процесса заводнения является скорость движения не первых, небольших по объёму, порций воды, а фронта

воды, вытесняющего основные извлекаемые запасы нефти. Значения фронтальной скорости, полученные по Арланскому и Ромашкинскому (Холмовская площадь) месторождениям [61], находятся в диапазоне 0,6-2,8 м/сут. Во всех исследованиях фронтальная скорость составляет 0,3-5,2 м/сут [70] и значительно ниже, чем наблюдаемая скорость поступления в добывающую скважину первых порций трассера.

**Аналогичные результаты получены на коллекторах различного типа (поровых, трещинных), и не наблюдается количественной зависимости скорости вытеснения нефти водой от типа коллектора.**

Часто считается, что аномально высокие скорости перемещения меченой воды в естественных пластах связаны с трещиноватостью отложений. Однако существуют факты, не согласующиеся с такой точкой зрения [61]. Для однозначного решения вопроса о трещиноватости пласта требуется совместный анализ результатов, как применения меченой жидкости, так и комплексного изучения керновых материалов, обнажений горных пород, данных геофизических и гидродинамических исследований [61].

**Следует подчеркнуть, что наличие высокопроводящих путей фильтрации (ВПФ) наблюдается практически во всех трассерных исследованиях, проведенных за последние более, чем 60 лет, с использованием трассеров разной природы, в различных районах нашей страны.**

Например, данные трассерных исследований в Западной Сибири, проведенные более чем на 23 различных месторождениях, показывают [11]:

- Наличие ВПФ практически на всех месторождениях.
- Объем каналов ВПФ от одной нагнетательной скважины варьирует в пределах 59 - 7631 м<sup>3</sup>, при среднем значении 497 м<sup>3</sup>.
- Проницаемости каналов ВПФ колеблются в интервале 55 - 251000 мД, что на несколько порядков превышает среднюю проницаемость пород, формирующих основной объем пласта.
- Скорости фильтрации закачиваемой воды, меченой индикаторами, составляют 0,8 - 2000 м/ч (!), тогда как скорость продвижения основного фронта вытеснения на несколько порядков ниже и обычно согласуется с классической теорией фильтрации [70].
- Раскрытость каналов ВПФ оценена авторами работы [11] в  $(4 - 1000) \cdot 10^{-4}$  см.
- Общий объем воды, которая фильтруется по ВПФ и расходуется непроизводительно с точки зрения вытеснения нефти, составляет 8 - 43% от общего объема закачиваемой воды.

Аналогичные выводы сделаны и в работах [43, 59, 62, 64] по результатам трассерных исследований многих месторождений Западной Сибири: Верх-Тарского, Приобского, Южно-Ягунского, Дружного, Лась-Ёганского, Поточного, Северо-Поточного, Ватинского, Тюменского, НовоМолодежного, Гун-Еганского, Мало-Черногорского, Талинского и др. Выявлено наличие

аномально высокопроницаемых (до 30-5000 мкм<sup>2</sup>) каналов, а скорость прохождения по ним закачиваемой воды достигает 10-180 м/ч, что в 1000-2000 раз выше характерных значений для терригенных (гранулярных) коллекторов [62, 63].

Те же результаты получены на Ершовом, Средне-Хулымском месторождениях [9]; на Северо-Красноярском и Тарханском месторождениях Оренбургской области [66] также отмечено наличие высокопроводящих путей фильтрации, проницаемость которых оценена на уровне 3-40 Дарси (!).

**Данные колоссального числа исследований, проведённых за 60 лет, показывают, что факт аномально высоких скоростей поступления трассеров отмечается в сотнях экспериментов:**

- **проведённых различными группами исследователей,**
- **при использовании разных типов трассеров,**
- **в отложениях различного генезиса, как терригенных, так и карбонатных,**
- **на различных глубинах.**

Хотя некоторые из полученных результатов, возможно, могут быть связаны с методическими ошибками и измерительными погрешностями, колоссальный объём подобных наблюдений не может быть объяснён только этими обстоятельствами. **Поэтому наличие таких ВПФ в настоящее время сомнений не вызывает.**

Природа же появления таких высокопроводящих каналов, обнаруженных практически на всех отечественных месторождениях, до конца не исследована и не ясна.

Наблюдаемое существование ВПФ было одним из оснований для разработки варианта модели среды «с двойной пористостью» [68, 69], в которой, в отличие от традиционной трещинно-блоковой модели [70], пласт представляет собой некое подобие пористо-трещиноватой среды: существуют высокопроводящие каналы («ручейки») и поровые блоки — островки нефти. Вода от нагнетательных скважин к добывающим движется именно по этим ручейкам, вытесняя находящуюся в них нефть, а затем начинает бесполезно циркулировать по каналам, оставляя островки нефти практически нетронутыми и размывая их только по берегам, посредством капиллярных сил.

Как указано в работах [68, 69] «ручейковая» фильтрация встречается и в техногенных трещинах, образование которых обусловлено самопроизвольным гидроразрывом пласта при закачке воды под высоким давлением и в больших объёмах.

Согласно этой теории, условно так и названной «ручейковой», за ростом добычи нефти, отбираемой из высокопроницаемых каналов, должно произойти резкое её падение с последующей стабилизацией при низкой добыче. Это свидетельствует о работе поровых блоков, вытеснение нефти из которых происходит очень медленно.

Однако, насколько можно судить по литературным данным, эта концепция не получила широкого развития.

В настоящее время многие исследователи склоняются к выводу, что подобные высокопроводящие пути фильтрации имеют, в большей степени, техногенное происхождение [11, 71, 66]. При этом считается [11, 71], что оно обусловлено большими величинами депрессий и репрессий на пласт при бурении, освоении и добыче [11, 71, 66].

**Однако не исключено, что наличие таких, высокопроницаемых каналов, но с малым расходом, связано во многих случаях и просто со статистическим характером распределения проницаемости различных путей фильтрации в пористой среде.** Ведь обычно принимается, что распределение проницаемости подчинено логнормальному закону. Но при таком законе **всегда есть отличная от нуля вероятность, что имеются отдельные каналы, проницаемость которых выше средней и на 5, и на 10, и более стандартных отклонений.** Таких каналов немного, а чувствительный трассерный метод их выявляет, особенно, при использовании трития, наличие которого уверенно определяется даже при колоссальных разбавлениях [150, 154, 155].

Но для разработки месторождений наличие таких каналов практически не имеет особого значения, если расход по ним невелик. Поэтому, регистрация таких, высокопроницаемых, но малопродуктивных, каналов по данным трассерного метода ещё не позволяет сделать вывод о наличии высокопроводящей зоны, **серьёзно влияющей на разработку.** Для этого требуется продлить время отбора и анализа проб до получения основной массы трассера в исследуемой скважине. Пример такого исследования на одной из скважин Ватъёганского месторождения приведён на рис. 12.3 [15].

Поступление основной массы индикатора свидетельствует о том, что он двигался к добывающей скважине по каналу с проницаемостью в несколько сотен мД. **Но получение показанного на рисунке максимума удалось получить лишь при длительности исследований, превышающей 5 недель.**

Соответственно, из-за фактора быстрых прорывов трассера, одна только регистрация появления трассера в реагирующей скважине, сама по себе, ещё не гарантирует наличия **значимой связи её с нагнетательной скважиной.** **Окончательное заключение может быть сделано лишь по комплексу результатов различных методов выявления нарушений.**

Например, на Тевлинско-Русскинском месторождении получен ряд расхождений между наличием нарушений по геофизической корреляции и результатами трассерных исследований, свидетельствующими об отсутствии нарушения или наличии у него заметной проницаемости. На рис. 12.4 показаны результаты регистрации трассера, закачанного в скв.7499. Видно, что трассер зарегистрирован и в скв.7498, и в скв.8458.

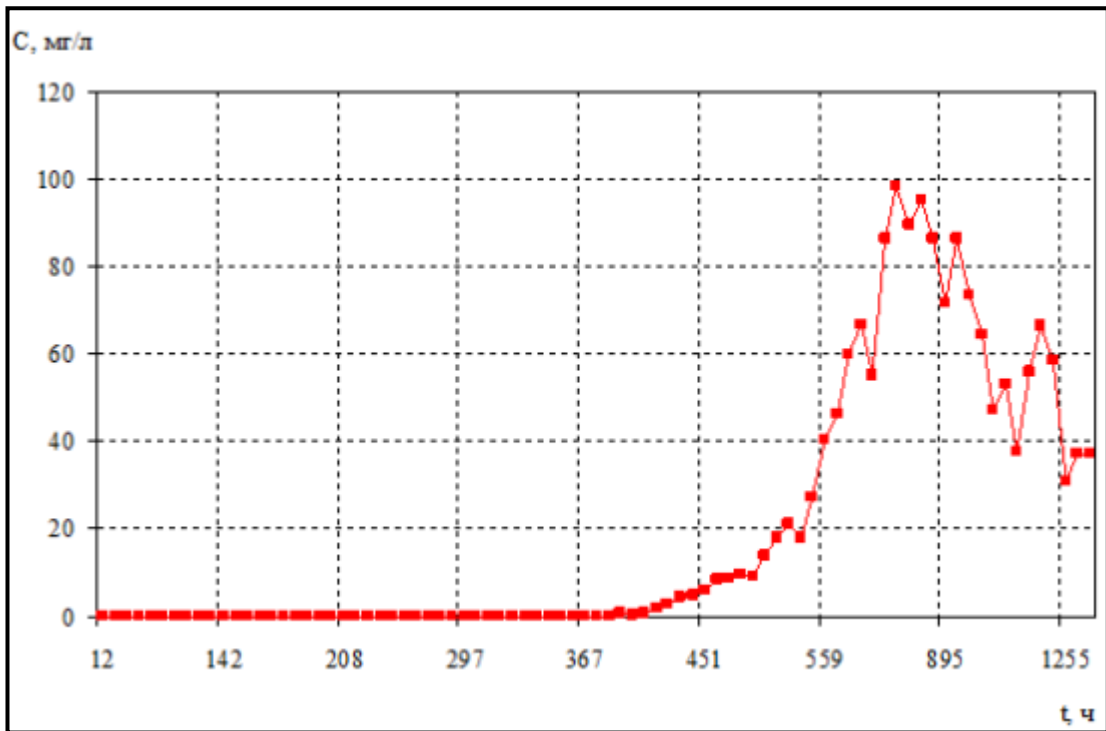


Рис. 12.3. Зависимость концентрации нитрата аммония от времени на одной из скважин Ватъёганского месторождения [15, 159]

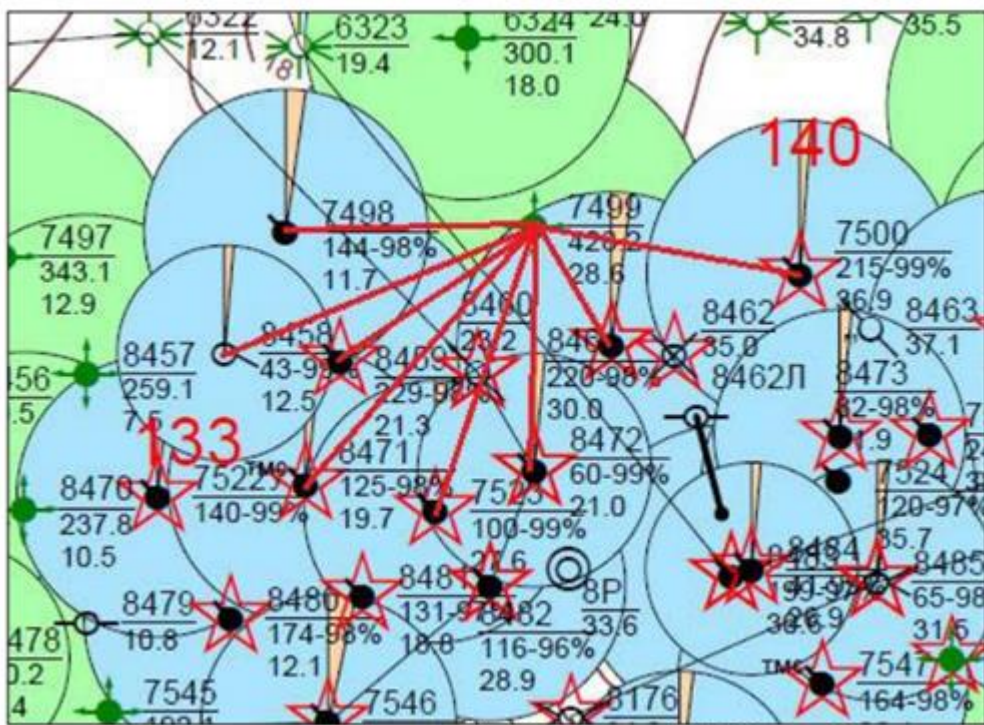


Рис. 12.4. Результаты регистрации трассера, закачанного в нагнетательную скв. № 7499 Тевлинско-Русского месторождения [160]

В то же время, эти скважины находятся по разные стороны от предполагаемого нарушения, выделенного по корреляции разрезов скважин, рис. 12.5 [160]. Но регистрация быстрых прорывов трассера ещё не говорит об отсутствии или наличии гидродинамически



значимого нарушения, которое для разработки будет практически непроницаемым или частично проницаемым.

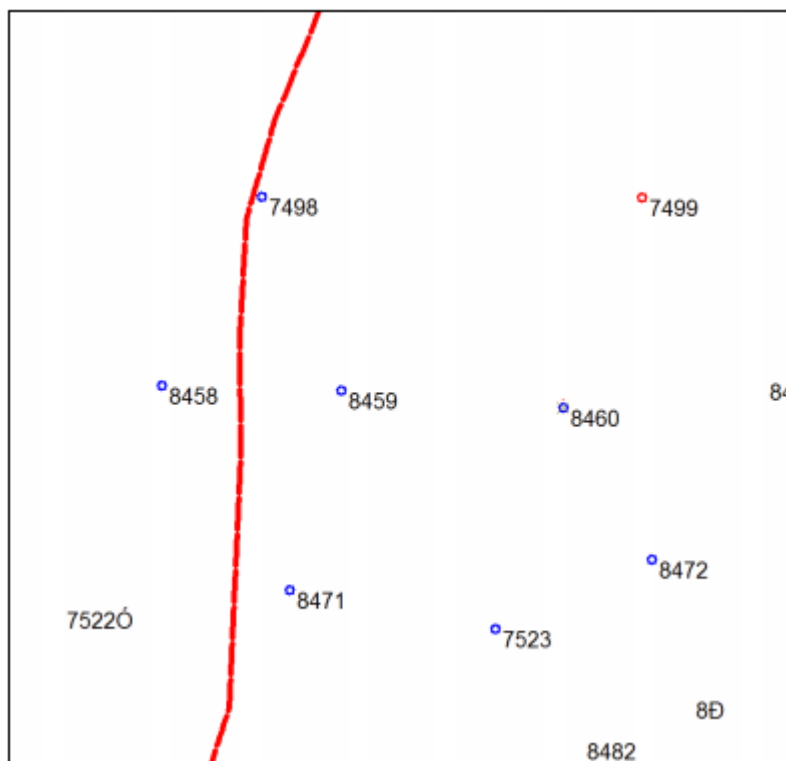


Рис. 12.5. Нарушение в районе нагнетательной скв. № 7499, выделенное по результатам корреляции разрезов скважин [160]

Необходимо отметить, что, как следует из рассмотрения методических особенностей метода, число ВПФ, их объём и производительность по данным трассерного метода могут быть определены с не слишком большой достоверностью и точностью.

Следует также помнить, что данные трассерных исследований, указывают на наличие каналов аномальной фильтрации и обеспечивают качественную оценку их параметров, но не позволяют определить их пространственное расположение.

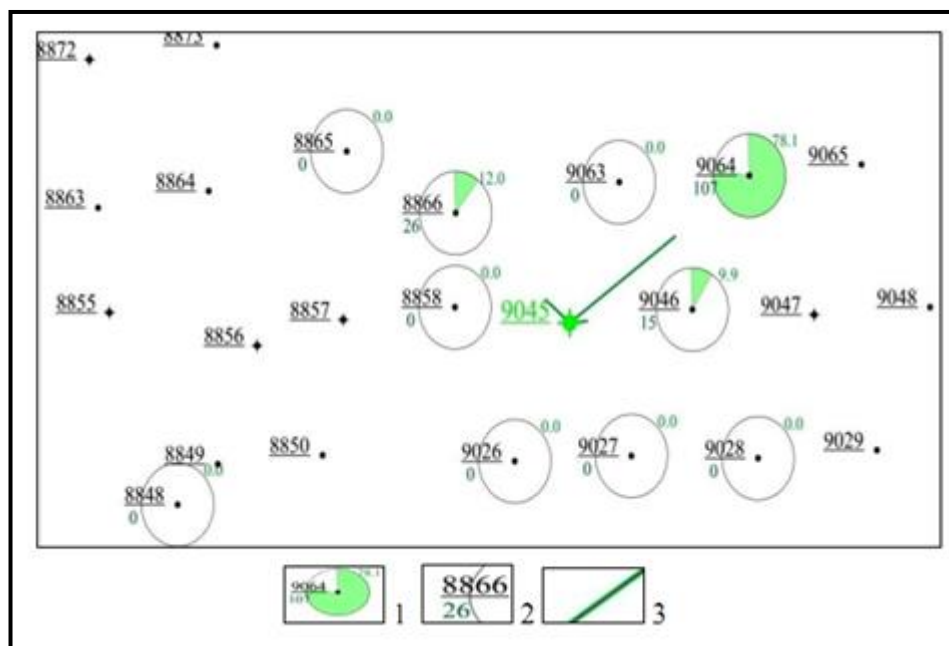
### *Относительное распределение количества трассера по скважинам*

С проблемой быстрых прорывов связана и корректность второго важного экспериментального результата трассерного метода: относительного распределения количества трассера по скважинам. Такие данные также применяются на практике. Например, на рис. 12.6 показан пример реализации таких измерений на Ватъёганском месторождении.

Значительное различие количеств трассера, добытых в разных скважинах к определённом моменту времени, **качественно** свидетельствует

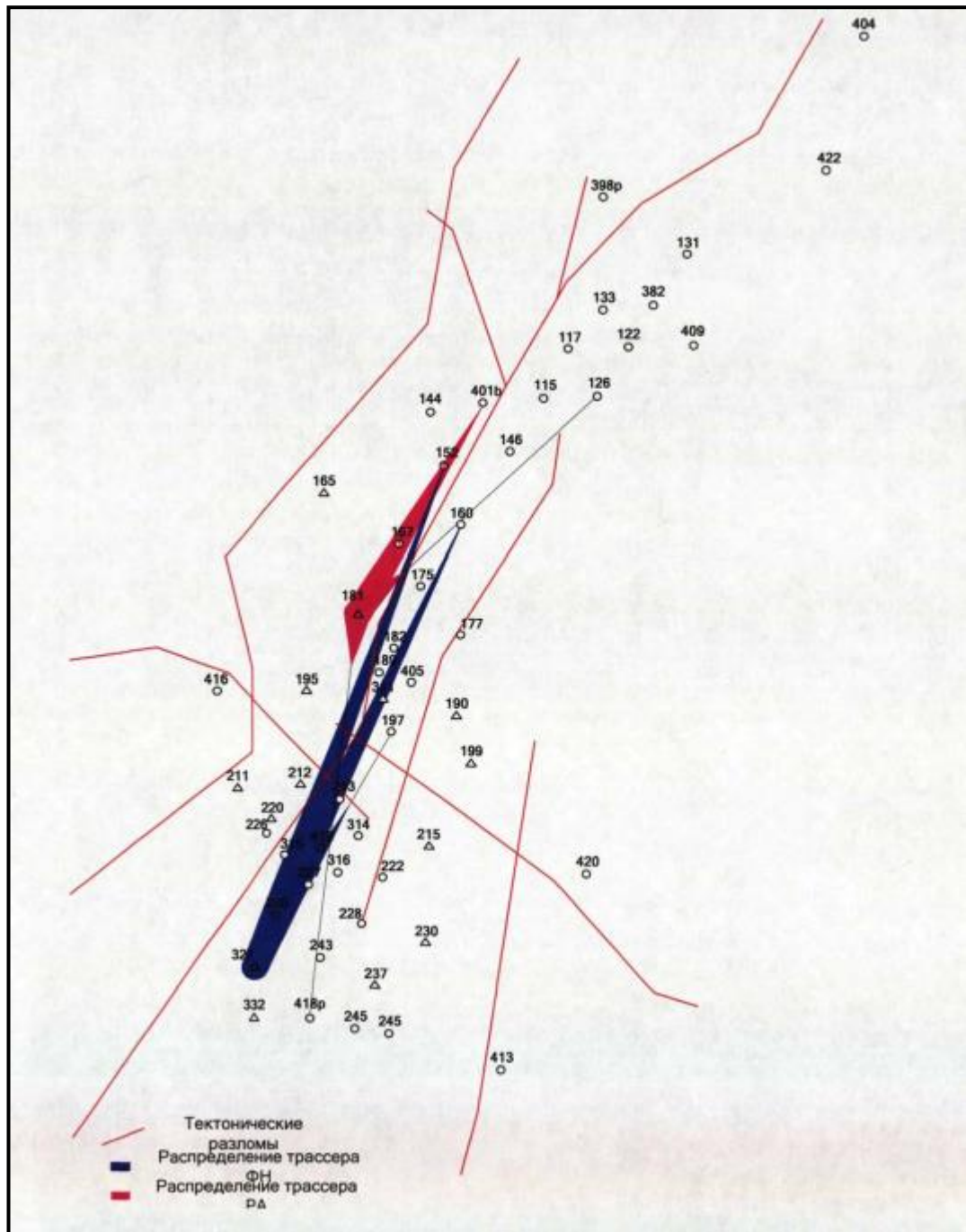
о значительной разнице в проницаемости по разным направлениям. Но **количественное** определение истинной проницаемости и её анизотропии по таким исследованиям определить вряд ли возможно, **поскольку, из-за упомянутой выше неизбежной кратковременности трассерных исследований, основная часть трассера не добывается.**

**По-видимому, тот же вывод можно сделать и по результатам применения трассерного метода в работе [11] на Южном месторождении.**



**Рис. 12.6. Схема распределения выноса тринатрийфосфата по контрольно-добывающим скважинам и средней скорости его движения [15];** нагнетательная скважина - № 9045; **1** – доля вынесенной массы трассера; **2** – в числителе номера скважин, в знаменателе - скорость фильтрации, м<sup>3</sup>/сут; **3** – направление и относительная скорость фильтрации (длина зелёной линии)

На рис.12.7 показаны результаты двух одновременных закачек разных трассеров на одном и том же участке этого месторождения. Опытно - промышленные работы на скв.181 начаты 27.05.2005 года закачкой в пласт ЮВ<sub>1</sub> 20 м<sup>3</sup> раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 13 МПа и приёмистости 385 м<sup>3</sup>/сут. Из исследованных 17 скважин в 16 из них были обнаружены поступления трассера в течение 1,08 - 546,5 часа с момента его закачки (!). Расстояния от скважины 181 до этих скважин колеблются от 575 до 4800 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим 16 скважинам составляют по данным работы [11] от 1,05 до 2638,8 м/ч (!). Объём соответствующих высокопроводящих каналов – невелик и составляет 640,75 м<sup>3</sup>, причём объём каналов по направлениям к разным скважинам составляет всего от 2,20 до 118,81 м<sup>3</sup>. Оценённая в работе [11] проницаемость по воде составляет от 84,5 до 32812,3 мкм<sup>2</sup> (т.е. от десятков до десятков тысяч Дарси!).



**Рис. 12.7. Роза-диаграмма приведённых скоростей прохождения трассеров по пласту ЮВ<sub>1</sub> Южного месторождения [11]**

Сходные результаты получены и при второй закачке, в которой 27.05.2005 года в скважину 327 закачали 20 м<sup>3</sup> раствора флуоресцеина натрия с концентрацией 1,5 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 19,0 МПа и приёмистости 195 м<sup>3</sup>/сут. Поступления трассера обнаружены в 16 скважинах (из исследованных 17) в течение 1 - 570,5 часов с момента его закачки (!). Расстояния до этих скважин составляли от 675 до 7750 метров. Скорости прохождения трассера по пласту составили от 3,34 до 6275 м/ч (!). Объём высокопроводящих каналов составил всего 172,8 м<sup>3</sup>, а по

направлениям к скважинам – от 0,57 до 31,91 м<sup>3</sup>. Оценённая в работе [11] проницаемость по воде высокопроводящих каналов составила от 88,2 до 155566,8 мкм<sup>2</sup> (т.е. от десятков до полутора сотен тысяч Дарси!).

**Очевидно, что фильтрация раствора трассера осуществлялась по высокопроницаемым, но малообъёмным каналам фильтрации. Но, хотя направление этой фильтрации примерно совпадало с направлением распространения нарушений, выделенных по сейсморазведке, в данном случае нельзя утверждать, что данные трассерных исследований подтверждают гипотезу о наличии высокопроводящих зон, расположенных вдоль нарушений, выделенных по сейсмике, поскольку обычная кратковременность исследований не позволяет получить всей картины распределения потоков в зоне нарушения: основная часть закачанного трассера в исследованных скважинах не добыта. Для этого измерения должны были бы осуществляться в течение более длительного времени. Полученные данные могут как свидетельствовать о наличии очень проницаемых трещинных зон вдоль нарушения, так и о наличии зон обычной проницаемости, в которых зарегистрировано небольшое число очень проницаемых каналов, но с малой производительностью.**

### *Выводы по разделу*

**По результатам приведённого в данном пункте краткого обзора можно констатировать, что трассерные исследования полезны для выделения нарушений и установления наличия вдоль них высокопроницаемых зон, но только на качественном уровне.**

Для более надёжной интерпретации данных трассерного метода при изучении нарушений методика и проведения самих исследований, и интерпретации получаемых результатов – должны быть существенно уточнены. Для этого необходимо проведение значительного объёма численных экспериментов на моделях пластов, учитывающих фильтрационную структуру и параметры дизъюнктивных нарушений – как внутренней зоны нарушений, так и примыкающих к ним зон пласта (смотри пп. 5 и 6).

Проведение таких исследований требует:

- наличия соответствующего программного обеспечения; требуемый комплекс программ должен предоставить возможность моделировать перенос трассера в средах со сложным типом коллектора (поровый, трещинный, порово-трещинный; в случаях хаотической или пространственно ориентированной трещиноватости);
- сведений о характере фильтрационной структуры зоны нарушений в осадочном чехле.

# 13. ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ ГДИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ НАРУШЕНИЙ

## 13.1. Общие сведения

Как видно из материалов, приведённых в пп. 9 – 12, рассмотренные выше методы гидродинамических исследований, в подавляющем большинстве случаев (хотя и не на 100%) применимы при наличии большого числа скважин и начавшейся реализации заводнения. Иными словами, не на начальной стадии разработки, а спустя несколько лет, когда большая часть запланированных скважин уже пробурена и возможности для оптимизации разработки значительно ограничены, по крайней мере, чисто экономическими и организационными причинами.

На ранних же этапах разработки нефтяной залежи для определения фильтрационной структуры и параметров нарушений наиболее приемлемыми являются хорошо известные методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) – *регистрация кривых восстановления и/или падения давления и гидропрослушивание* (смотри работы [91, 97 – 105, 167, 168, 175]).

В принципе, эти методы разрабатываются уже более 60 лет, широко апробированы и, казалось бы, могут применяться для решения обсуждаемой в данной работе задачи.

**Общая схема интерпретации ГДИС – сравнение экспериментальной кривой с расчётной, полученной для предполагаемой модели пласта (смотри работы [91, 97 – 105, 167, 168, 175]).**

Например, для иллюстрации можно привести рис. 13.1, заимствованный из справочника [100], на котором показан типичный *график КВД* для случая расположения скважины вблизи непроницаемой границы, а на рис. 13.2 – интерпретация результатов *измерения КВД* для конкретного примера исследования.

**Наклоны прямолинейных участков в полулогарифмических координатах, характеризующие первый участок, отражающий радиальный приток к скважине, и второй участок, представляющий собой отражение сигнала давления от одиночной линейной непроницаемой границы, для строго непроницаемой границы в однородном изотропном пласте различаются ровно в два раза [97 – 105, 167, 168, 175].** По положению точки пересечения двух прямых, описывающих два указанных участка КВД, можно определить расстояние до нарушения [97 – 105, 167, 168, 175], рис. 13.2.

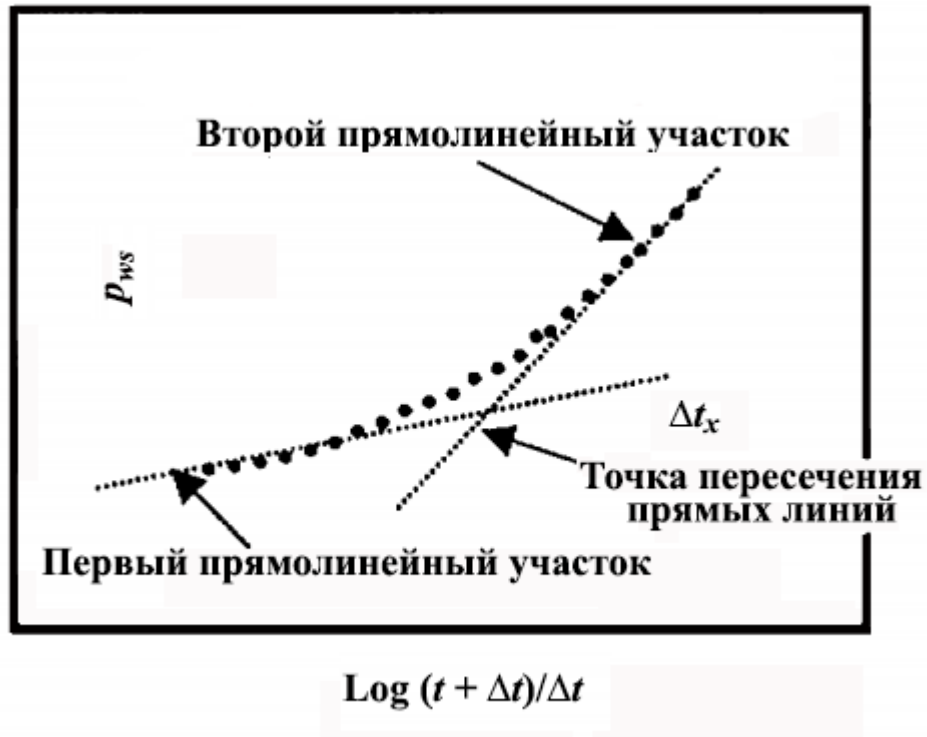


Рис. 13.1. Типичный вид КВД в полулогарифмических координатах при наличии в пласте одной непроницаемой границы [100]

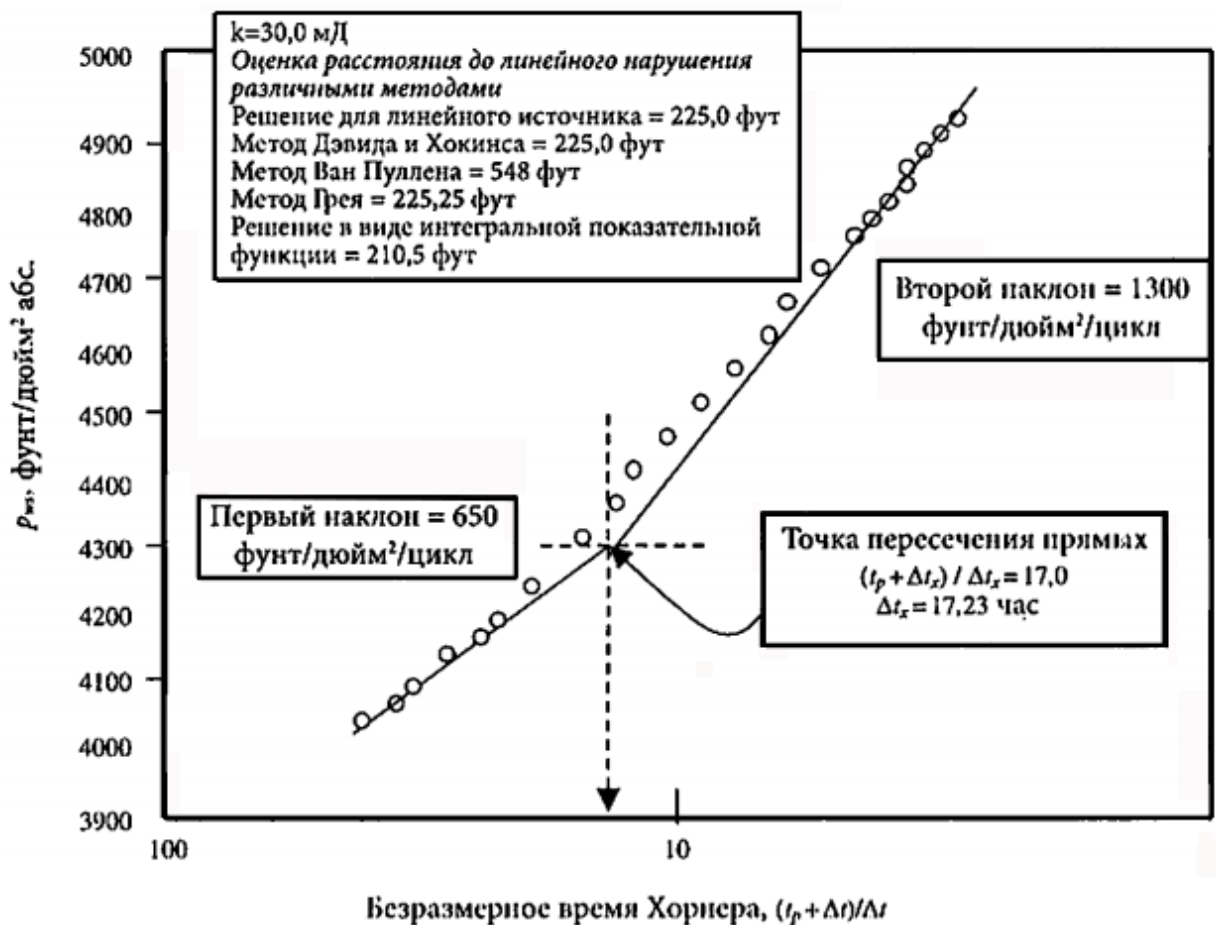


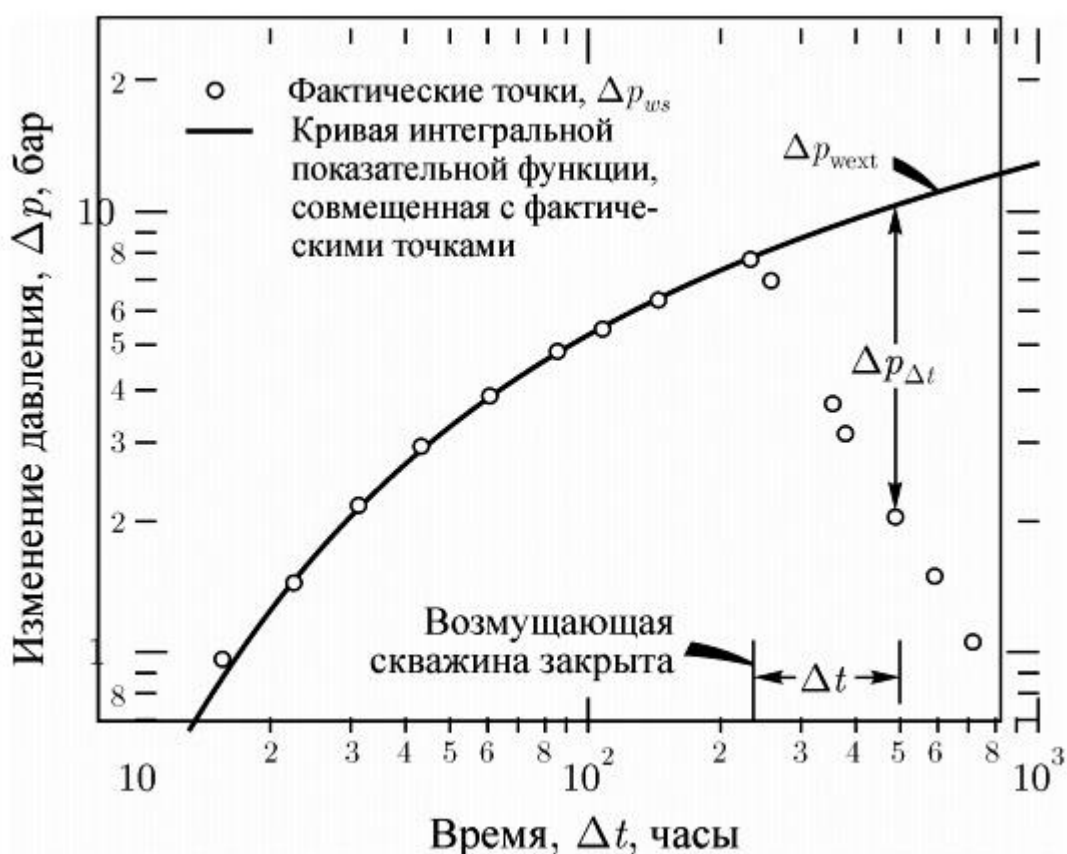
Рис. 13.2. Пример определения расстояния до непроницаемого нарушения по конкретной кривой КВД [100]

Существует несколько методов определения расстояния до непроницаемого нарушения [100], результаты их применения для конкретного случая показаны во врезке на рис. 13.2.

Разумеется, приведённые примеры – лишь простейшая иллюстрация общей схемы метода измерения и интерпретации КВД; современные подходы основаны на использовании численных расчётов, программных инструментов для сравнения теоретической и экспериментальной кривой и т.д.

**Но общая схема при этом остаётся прежней – сравнение экспериментальной кривой с расчётной, соответствующей предполагаемой модели пласта.**

Наличие связи между скважинами, и параметры пласта между ними при наличии такой связи, можно определить и по данным гидропрослушивания [91, 97 – 105, 167, 168, 175]. Например, на рис.13.3 показан пример обработки данных гидропрослушивания при однократном возмущении.



**Рис. 13.3. Схематическое изменение давления в реагирующей скважине при гидропрослушивании с однократным возбуждением, когда возмущающую скважину закрыли после 240 часов работы [105]**

Изменение давления в реагирующей скважине после остановки возмущающей скважины свидетельствует о наличии связи между ними. По

показанным на Рис. величинам, используя приведённые в работе [105] формулы, можно оценить проницаемость пласта между скважинами и произведение пористости на сжимаемость [100, 105].

Отсутствие реакции при гидропрослушивании на практике обычно интерпретируется как наличие непроницаемого нарушения между исследуемыми скважинами [9, 160].

## **13.2. Трудности в проведении ГДИС для оценки фильтрационной структуры и параметров дизъюнктивных нарушений**

Несмотря на кажущуюся простоту и давнюю историю ГДИС – их применение для изучения нарушений на практике может столкнуться с различного рода проблемами.

### *13.2.1. Сложность интерпретации данных ГДИС при изучении дизъюнктивных нарушений*

**Прежде всего, для ГДИС, как и для иных, кратко рассмотренных выше, методов гидродинамических исследований значительной проблемой является отсутствие систематизированного банка типовых моделей фильтрационной структуры дизъюнктивных нарушений.**

**Именно такой банк моделей является основой для интерпретации любых методов гидродинамических исследований. Его отсутствие – серьёзное препятствие для корректной интерпретации данных любых гидродинамических исследований.**

Подавляющее количество интерпретационных моделей, данных ГДИС рассматривают наличие в районе исследуемой скважины вертикальных непроницаемых границ [97 – 105, 167, 168], либо радиальной структуры прискважинной зоны, либо комбинацию этих ситуаций.

Однако, как следует из приведённого выше материала (смотри пп.4,5), дизъюнктивные нарушения не соответствуют этим, хорошо развитым и апробированным, моделям.

### *Узкополосность нарушений*

Прежде всего, дизъюнктивные нарушения – узкополосные неоднородности. Поэтому в подавляющем числе случаев они будут частично проницаемыми. Законность применимости для них модели непроницаемой границы должна быть проверена предварительным расчётом, исходя из отношения проницаемости пласта и нарушения,



расстояниями от добывающей скважины до нагнетательных скважин, расстоянием до нарушения, и иными характеристиками исследуемого участка.

Это можно проиллюстрировать на простейшем примере, показанном на рис.13.4.

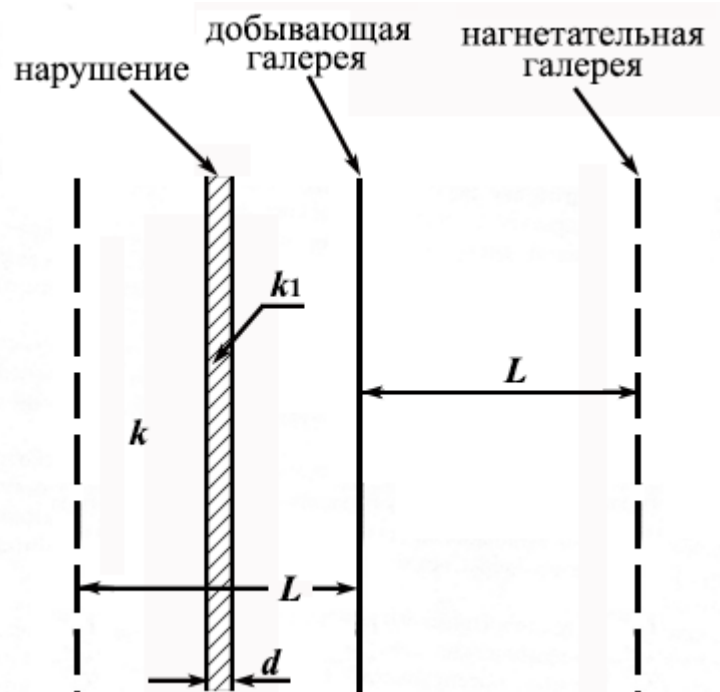


Рис. 13.4. Иллюстративная модель однородного пласта, разрабатываемого параллельными галереями, с нарушением между добывающей и нагнетательной галереями

Пусть мы имеем однородный пласт, проницаемости  $k$ , разрабатываемый линейными параллельными бесконечными галереями нагнетательных и добывающих скважин, с равным расстоянием между галереями, равным  $L$ . Между одной из добывающих и нагнетательных галерей расположено нарушение ширины  $d$  и проницаемости  $k_1$ .

Легко видеть, что среднее фильтрационное сопротивление в горизонтальном направлении между нагнетательной и добывающей галереями справа равно  $1/k$ , а слева равно:

$$1/k + (1/k_1 - 1/k) \cdot (d/L)$$

Отношение средних фильтрационных сопротивлений слева и справа на рис.13.4 равно:

$$1 + (d/L) \cdot [(k/k_1) - 1]$$

Если расстояние  $L$  равно 500 м, ширина нарушения – 10 м, а проницаемость нарушения в 20 раз меньше, чем проницаемость пласта, то

отношение сопротивлений слева и справа равно 1,38. То есть, сопротивление слева больше, чем справа, но всего на 40%. Если отношение проницаемостей пласта и нарушения будет более 100 – отношение фильтрационных сопротивлений будет около 3. И только при отношении проницаемостей порядка 500 – отношение фильтрационных сопротивлений будет равно 11, и можно считать, что нарушение разобьёт добывающий и левый нагнетательный ряды.

**Подобный пример – всего лишь примитивная иллюстрация основной идеи: небольшая ширина нарушения препятствует ему быть абсолютно непроницаемой стенкой.**

Разумеется, действительные ситуации гораздо сложнее приведённого простейшего примера. Сравнительно низкопроницаемое нарушение может просто изменить двумерную или трёхмерную картину линий тока, что снизит количество жидкости, проходящей сквозь него, а поток пойдёт по пласту возле нарушения. В низкопроницаемом нарушении может возникнуть нелинейность фильтрации, и оно станет более эффективным барьером, чем при справедливости линейного закона Дарси, и т.д., и т.п.

Кроме того, при исследовании, например, методом гидропрослушивания импульс от возмущающей скважины может нарушением просто отклониться и будет направлен вдоль нарушения, по зоне пласта, с проницаемостью большей, чем у нарушения. А при рядной системе заводнения ситуация будет иной, более близкой к показанной на рис. 13.4, и часть нагнетаемой воды через нарушение к добывающим скважинам всё-таки пройдёт.

**Но, в любом случае, узкополосность дизъюнктивных нарушений, и их частичная проводимость должны вызывать значительное усложнение интерпретационных моделей при их исследовании методами ГДИС.**

Этот простой качественный вывод подтверждается аналитическим решением задачи ГДИС в однородном пласте с одним или двумя частично проводящими нарушениями в районе расположения исследуемой скважины [169]. Например, на рис.13.4 показаны диагностические графики, рассчитанные по аналитическому решению задачи ГДИС в вертикальной скважине, вскрывающей однородный пласта, в котором имеется одно непроницаемое или частично проводящее нарушение. Скважина расположена на расстоянии примерно 10,7 м (35 футов) от частично проводящего нарушения. Различные варианты различаются по величине безразмерного параметра  $\alpha_A$ :

$$\alpha_A = (k/\mu)_{\text{нар}} \cdot (\mu/k)_{\text{пласт}} \cdot (d_{\text{нар}}/l_{\text{нар}}),$$

где индекс «нар» соответствует нарушению, а индекс «пласт» – пласту;  $d_{\text{нар}}$  – расстояние от скважины до нарушения,  $l_{\text{нар}}$  – ширина нарушения [169].

Естественно, ситуация усложняется при увеличении числа нарушений. Например, на рис. 13.5 показаны диагностические графики для случая, когда в районе исследуемой скважины расположены два параллельных нарушения. Одно на расстоянии 30 м (100 футов) от скважины {тогда параметр  $(\alpha_A)_1=0,1$ }, а второе – на расстоянии 45 м от скважины (150 футов) {параметр  $(\alpha_A)_2=0,15$ } или 150 м (500 футов) {параметр  $(\alpha_A)_2=0,5$ }. Вариант  $\{(\alpha_A)_1=0\}$  соответствует геометрии, при которой первое нарушение, расположенное на расстоянии 30 м (100 футов) от скважины, – непроницаемо. Вариант  $\{(\alpha_A)_2=0\}$  соответствует геометрии, когда второе нарушение, расположенное на расстоянии 45 м (150 футов) от скважины, – непроницаемо.

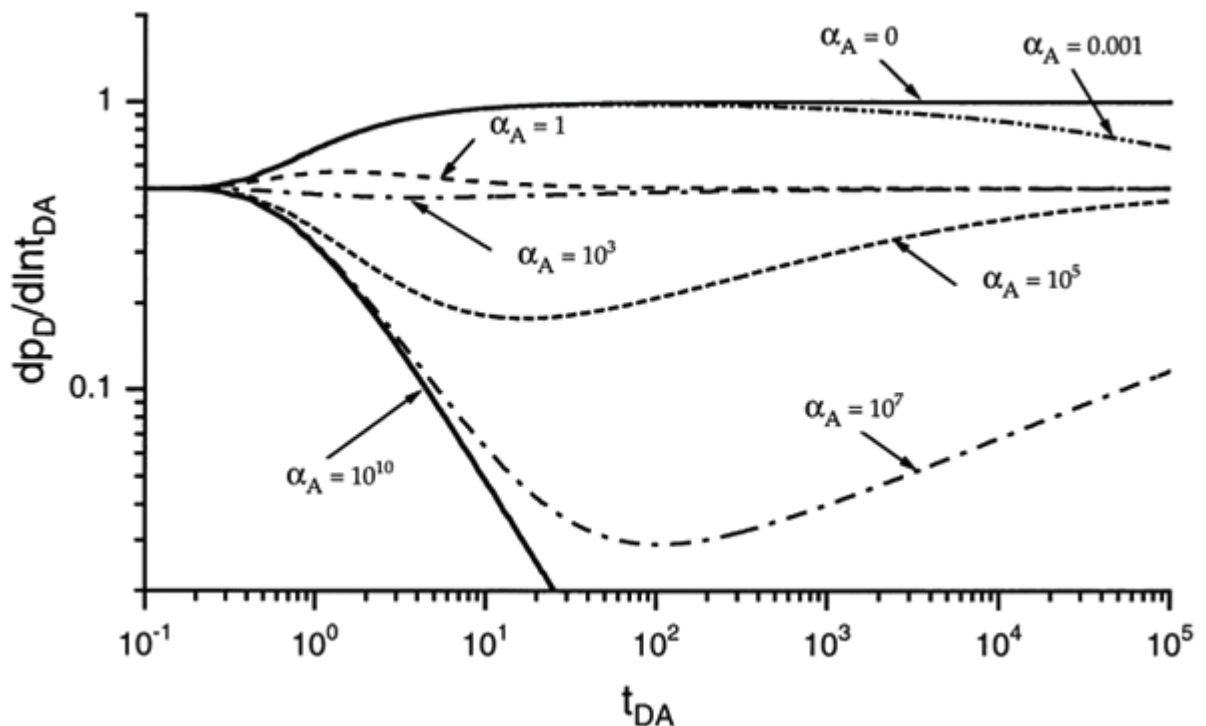


Рис. 13.5. Диагностические графики для случая ГДИС скважины, расположенной в однородном пласте с одним непроницаемым ( $\alpha_A=0$ ), бесконечно проводящим ( $\alpha_A=\infty$ ) или частично проводящим нарушением [169]

На рисунке 13.6 также показан вариант с наличием трёх нарушений, расположенных на расстояниях 30, 45 и 60 м от скважины  $\{(\alpha_A)_1=0,1; (\alpha_A)_2=0,15; (\alpha_A)_3=0,2\}$ .

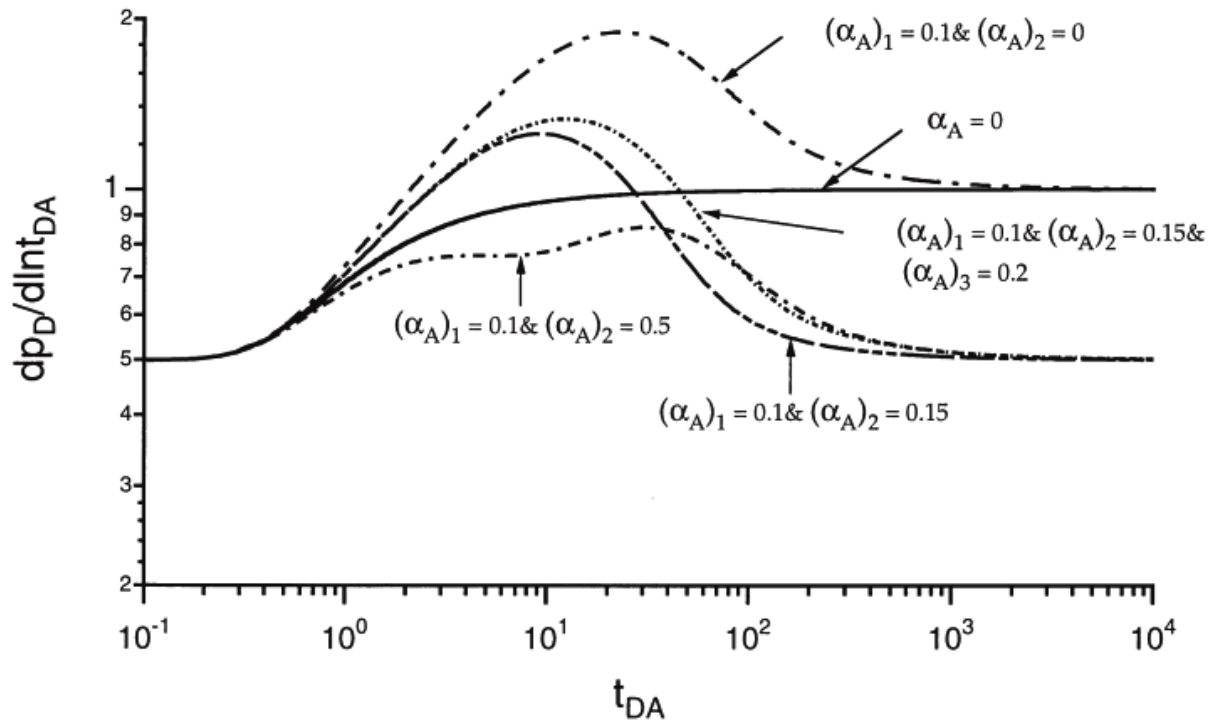


Рис. 13.6. Диагностические графики для случая ГДИС скважины, расположенной в однородном пласте с двумя {случай с  $(\alpha_A)_1$  &  $(\alpha_A)_2$ } и тремя {случай с  $(\alpha_A)_1$  &  $(\alpha_A)_2$  &  $(\alpha_A)_3$ } нарушениями, либо непроницаемыми ( $\alpha_A = 0$ ) или частично проводящими ( $\alpha_A \neq 0$ ) [169]; детальную расшифровку вариантов – смотри в тексте

### Многозонность нарушений

Вторая трудность в применении и интерпретации ГДИС обусловлена предполагаемым зональным строением зоны пласта, примыкающей к нарушению (смотри рис.6.1). Более близкой к этой ситуации является так называемая «зональная модель» (composite model) [167, 168]. Фактически, варианты, рассмотренные в работе [169] являются одним из вариантов многозонной модели, в которой вторая зона – узкая.

Для простейшей – двухзонной – модели ситуация изображена на рис.13.7.

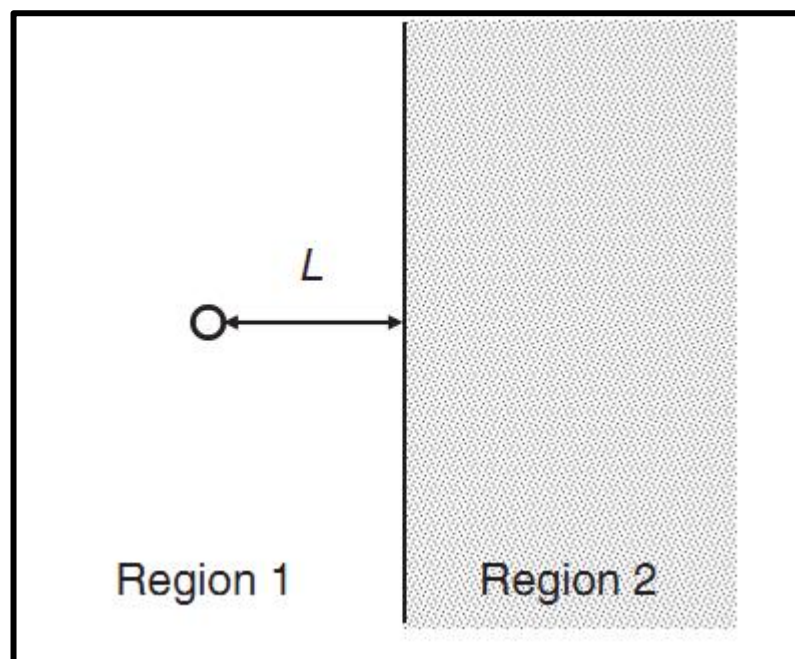


Рис. 13.7. Геометрия двухзонной модели при ГДИС [167]

Области 1 и 2 характеризуются соответствующими коэффициентами гидропроводности  $(k_i/\mu_i)$ , пьезопроводности  $\alpha_i$ , пористости  $m_i$ , сжимаемости  $c_i$  и упругоёмкости  $\beta_i$ ,  $i = 1, 2$ . Для получения безразмерных решений задачи вводят отношения гидропроводностей  $M$  и пьезопроводностей  $D$  указанных двух зон, а также их упругоёмкостей  $S$  [167, 168]:

$$M = (k_1/\mu_1) / (k_2/\mu_2), D = \alpha_1 / \alpha_2, S = \beta_1 / \beta_2.$$

Следует отметить, что в общем случае величины гидропроводности и пьезопроводности не являются полностью независимыми, и в некоторых случаях это должно учитываться при интерпретации.

Пример пространственного распределения давления в такой двухзонной геометрии показано на рис.13.8.

На рис.13.9 показаны диагностические графики для указанной двухзонной модели для случая равных упругоёмкостей обеих зон, и отношений гидропроводностей в диапазоне 0,03 – 100. Верхние (синие) кривые – изменение давления, нижние (красные) – зависимость от времени производной от давления по безразмерному времени [97 – 105, 167, 168]. По оси абсцисс – безразмерное время от начала остановки скважины.

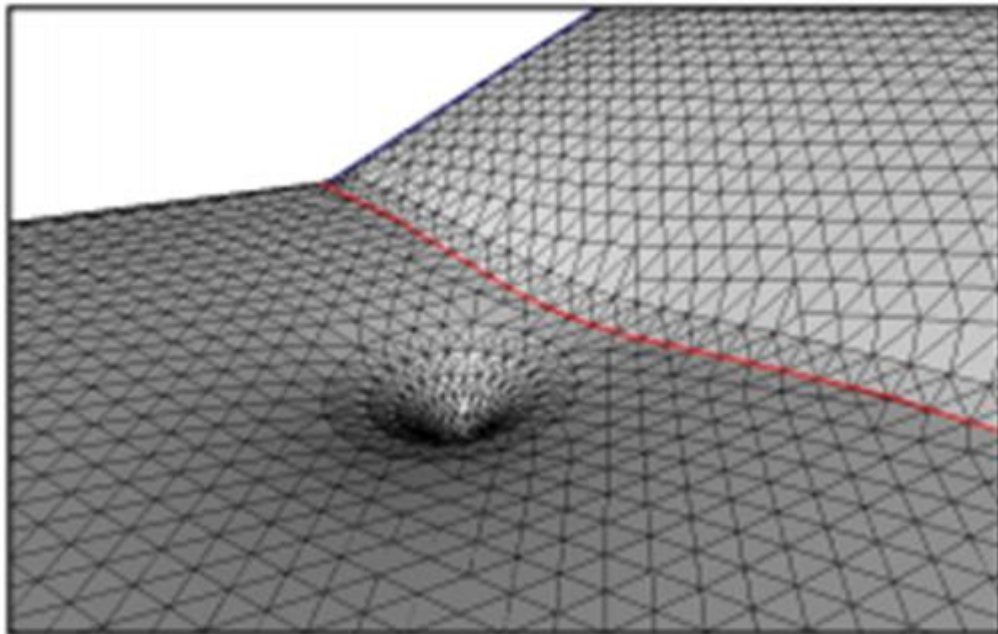


Рис. 13.8. Пример пространственного распределения давления в двухзонной модели интерпретации ГДИС [168]

$$S = \beta_1 / \beta_2 = 1$$

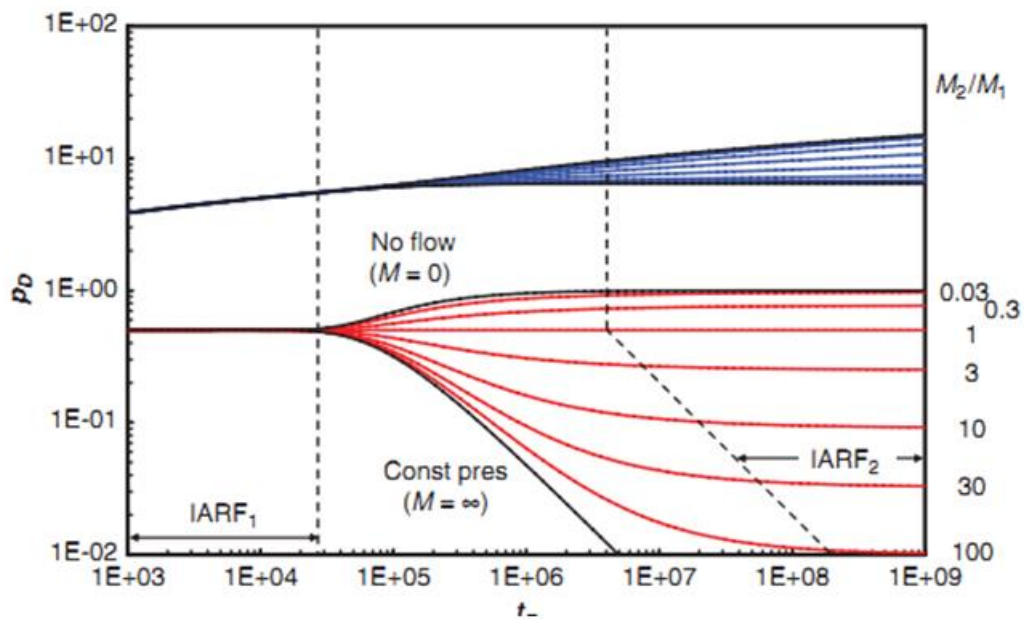


Рис. 13.9. Диагностические графики для двухзонной модели в случае равных значений коэффициентов упругоёмкости обеих зон [167]

На рисунке видно, что в случае двух зон наблюдается установление двух периодов радиального режима течения: в первой зоне (обозначенном как IARF<sub>1</sub>) и во второй зоне (обозначенном как IARF<sub>2</sub>). Величина отношения гидропроводностей  $M = 0$  соответствует непроницаемой границе между зонами, а величина  $M = \infty$  соответствует границе постоянного давления.

На рис. 13.10 приведены диагностические графики для той же модели, но при несколько ином сочетании параметров зон. Верхнее семейство кривых – изменение давления, нижнее – производная от изменения давления по функции суперпозиции, учитывающей историю работы скважины. По оси абсцисс отложено время, исчисляемое от остановки скважины, по оси ординат – давление.

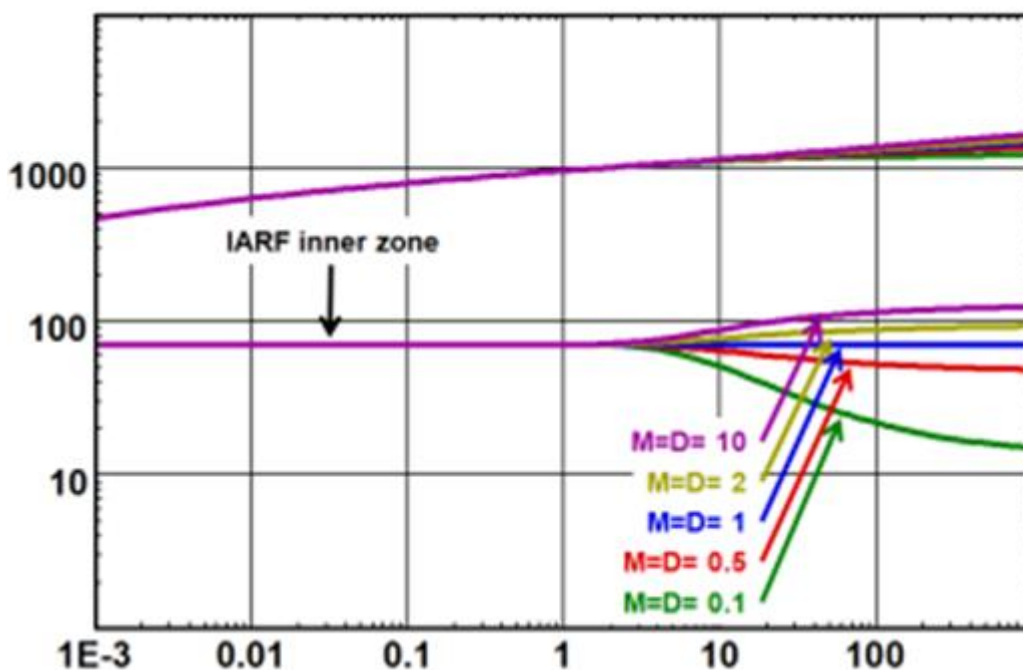


Рис. 13.10. Диагностические графики Бурдэ для двухзонной модели в случае равенства отношений коэффициентов гидропроводности  $M$  и пьезопроводности  $D$  обеих зон [168]

### *Необходимая детализация многозонной модели*

Как следует из материалов пп.10 – 13, представляется, что именно многозонная модель может быть наиболее адекватным инструментом для интерпретации данных ГДИС при изучении дизъюнктивных нарушений.

**Однако разработка практической методики интерпретации данных ГДИС в такой модели требует проведения значительного числа вспомогательных расчётов, в результате которых необходимо оценить:**

- ✓ при каких значениях ширины сравнительно узких зон, составляющих структуру нарушения, при каком различии их фильтрационных параметров, в первую очередь, гидропроводности и пьезопроводности, можно установить число и ширину зон, определить их параметры;
- ✓ как сказывается на возможности решения этой задачи расстояние от скважины до плоскости сместителя, свойства зоны, в которую попала скважина;

- ✓ **каковы должны быть времена исследования для решения этой задачи;**
- ✓ **какова должна быть чувствительность манометров, стабильность их работы;**
- ✓ **какова должна быть достоверность исходных данных для получения искомых параметров пласта и нарушения;**
- ✓ **каково влияние и способы учёта пространственного изменения проницаемости, пористости и сжимаемости пород внешней зоны нарушения;**
- ✓ **каково влияние и способы учёта анизотропии трещинной проницаемости пород во внешней зоне нарушения;**
- ✓ **каковы требования к программному обеспечению, позволяющему моделировать рассматриваемую задачу (возможность моделирования узких зон, скорее всего, потребует применения мелких неравномерных сеток; необходимость учёта плавного изменения параметров с расстоянием от сместителя вместо наличия зон с постоянными средними характеристиками, необходимость учёта анизотропии, и т.п.).**

Разумеется, все эти модельные работы необходимы и для анализа возможности применения многозонной интерпретационной модели для данных метода гидропрослушивания скважин, располагающихся по разные стороны нарушения.

### *13.2.2. Ограничение времени проведения ГДИС*

Однако существуют и другие факторы, затрудняющие применение ГДИС.

Первый из них заключается в том, что для проведения ГДИС необходимо остановить исследуемую скважину (а в случае гидропрослушивания – скважины). Это означает потерю в нефтедобыче, на что добывающая компания идёт крайне неохотно.

Поэтому на практике время измерения при ГДИС ограничено, практически скважину лишь в редчайших случаях останавливают более чем на 3 – 4 недели.

При низкой проницаемости пласта и большом расстоянии скважины (скважин) от нарушения – за это время искажения измеренных кривых КВД или гидропрослушивания, вызванные наличием нарушений, могут быть ещё незаметны. **Соответственно, проводить ГДИС для обнаружения нарушения – в этой ситуации нецелесообразно.**

Для оценки того, в каких ситуациях проведение ГДИС для выделения нарушения целесообразно, а в каких – успех сомнителен из-за большого расстояния между скважиной и нарушением или низкой проницаемости пласта, было проведено аналитическое и численное моделирование ГДИ



вертикальных скважин методом восстановления давления и методом гидропрослушивания.

Во всех расчётах использовались следующие параметры модели:

- ✓ толщина пласта - 20 м.,
- ✓ пористость - 20 %,
- ✓ проницаемость – рассматривались варианты с различными значениями в диапазоне 5-1000 мД,
- ✓ коэффициент упругоёмкости пласта –  $12,5 \cdot 10^{-5}$  см<sup>2</sup>/кг,
- ✓ начальное пластовое давление – 200 кг/см<sup>2</sup>,
- ✓ нефтенасыщенность – 100 %,
- ✓ объёмный коэффициент нефти – 1,2 ед.,
- ✓ вязкость нефти – 1 сПз,
- ✓ радиус скважины – 0,108 м.,
- ✓ скин-фактор скважины – 0 ед.,
- ✓ расстояние между скважинами для гидропрослушивания – рассматривались варианты 100, 500 и 1000 м.

В скважинах вскрывался весь пласт. Для моделирования эффекта ствола скважины использована модель с постоянным объёмом ствола скважины при значении коэффициента  $C$  – 0,023 м<sup>3</sup>·см<sup>2</sup>/кг (что соответствует частично заполненному жидкостью стволу скважины). Все расчёты проведены в пакете Saphir компании КАРРА.

При моделировании ГДИС методом восстановления давления рассчитывалась динамика изменения забойного давления в одиночной скважине после её запуска в невозмущённом пласте с установившемся дебитом 100 м<sup>3</sup>/сут с последующей остановкой скважины через 30 сут и расчётом кривой восстановления давления. Анализ результатов моделирования проводился по стандартным графикам в билогарифмических координатах (динамика во времени изменения забойного давления по сравнению с его значением перед началом восстановления давления и производной этого изменения давления по логарифмической функции времени). Эти графики использовались как для идентификации модели пласта и определения характерных времён проявления границ, так и для оценки разрешающей способности рассматриваемого вида ГДИС.

При моделировании метода гидропрослушивания рассчитывалась динамика изменения забойного давления в реагирующей скважине после запуска в работу возмущающей скважины в невозмущённом пласте с дебитом 100 м<sup>3</sup>/сут. Анализ результатов моделирования проводился по стандартным графикам в билогарифмических координатах (динамика во времени изменения забойного давления по сравнению с его значением перед началом возмущения). Эти графики использовались для оценки времени регистрации прибором отклика в реагирующей скважине от возмущения пласта путём пуска возмущающей скважины. Для выявления наличия границ и их типов при интерпретации результатов гидропрослушивания стандартные графики в билогарифмических координатах использовать

неправомерно. Для этих целей производная реакции на возмущение должна вычисляться по интегральной показательной функции, которая в случае гидропрослушивания не может быть заменена логарифмической функцией для большинства реальных сочетаний значений фильтрационных и геометрических параметров. Однако для этой цели можно использовать другие графики.

**Результаты моделирования приведены в Приложении.**

По результатам выполненного авторами данной работы аналитического и численного моделирования ГДИС можно сделать следующие выводы:

1. Уверенное обнаружение наличия в пласте **непроницаемой границы** по результатам исследования *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут) возможно:
  - в низкопроницаемых пластах – только при расстоянии до границы менее 100 м,
  - в пластах со средним значением проницаемости – только при расстоянии до границы менее 500 м,
  - в высокопроницаемых пластах – только при расстоянии до границы менее 1000 м.
2. Уверенное обнаружение наличия в пласте **слабопроницаемой границы** по результатам исследования *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут) в низкопроницаемых пластах – невозможно.
3. Уверенное обнаружение наличия в пласте **слабопроницаемой границы** по результатам исследования *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут) возможно:
  - в пластах со средним значением проницаемости – только при расстоянии до границы менее 100 м. и значении коэффициента фильтрации  $\alpha$  не менее 0,1 д.ед,
  - в высокопроницаемых пластах только при расстоянии до границы менее 500 м. и значении коэффициента фильтрации  $\alpha$  не менее 0,05 д.ед.
4. Уверенное обнаружение наличия в пласте **высокопроницаемого нарушения** по результатам исследования *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) в низкопроницаемых пластах и в пластах со средним значением проницаемости – невозможно.
5. Уверенное обнаружение наличия в пласте **тонкого высокопроницаемого нарушения** по результатам исследования *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) в высокопроницаемых пластах возможно, но только при расстоянии до нарушения менее 100 м и

при отношении проводимости разлома к проводимости пласта не более 0,05 ед.

6. Уверенное обнаружение **высокопроницаемого трещиноватого коридора** по результатам исследований *методом восстановления давления* за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) в низкопроницаемых пластах – возможно: и при нахождении скважины внутри коридора, и за его пределами, но при расстоянии от скважины до границы коридора порядка 100 м и малом влиянии ствола скважины.
7. При наличии в пласте **непроницаемой условно бесконечной границы** в результате исследования *методом гидропрослушивания* получение отклика в реагирующей скважине на изменение режима работы возмущающей скважины – возможно при проницаемости пласта в диапазоне 5-1000 мД, но при выполнении двух условий:
  - расстояние от возмущающей скважины до границы, находится в интервале 100-1000 м,
  - угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, находится в интервале 90-180°.

При этом для уверенного обнаружения непроницаемой границы время исследования должно составлять: для пласта проницаемости 5 мД – 500 сут (21 мес.), 100 мД – 130 сут (4 мес), 1000 мД – 10 сут

8. При наличии в пласте **непроницаемой условно полубесконечной границы большой протяжённости** в результате исследования *методом гидропрослушивания* получение отклика в реагирующей скважине на изменение режима работы возмущающей скважины – возможно в диапазоне проницаемостей 5-1000 мД, но при расстоянии от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, находящемся в диапазоне 100-1000 м.

При этом для уверенного обнаружения непроницаемой границы время исследования должно составлять для пласта проницаемости 5 мД – 400 сут (13 мес.), 100 мД – 100 сут (3 мес), 1000 мД – 10 сут.

9. Перед проведением ГДИС обязательно необходимо проводить предварительное численное или аналитическое моделирование исследований с учётом априорной информации о фильтрационной структуре внешней и внутренней зон нарушения. Только по результатам такого предварительного исследования может быть определена целесообразность проведения ГДИС.
10. На результаты исследований большое влияние могут оказывать процессы в стволе скважины, поэтому рекомендуется проводить исследования методом восстановления давления с закрытием скважины на забое.

11. На результаты ГДИС большое влияние могут оказывать изменение режимов работы соседних скважин, поэтому рекомендуется не менять режимы работы скважин окружения в процессе длительных ГДИС и в течение некоторого периода времени – до начала ГДИС.

### *13.2.3. Измерительные, методические и иные ошибки при проведении ГДИС*

**ГДИС представляют собой довольно сложную технологическую цепочку работ, на каждом этапе которой возможно появление различного рода ошибок. Ввиду серьёзного характера и большой стоимости решений о трансформации сетки скважин при наличии нарушений, ошибки в ГДИС, дающих основание для таких решений, должны быть сведены к минимуму.**

В данном разделе даётся краткий анализ возможных ошибок при ГДИС и их влияния на результат исследования.

### *Этапы ГДИС*

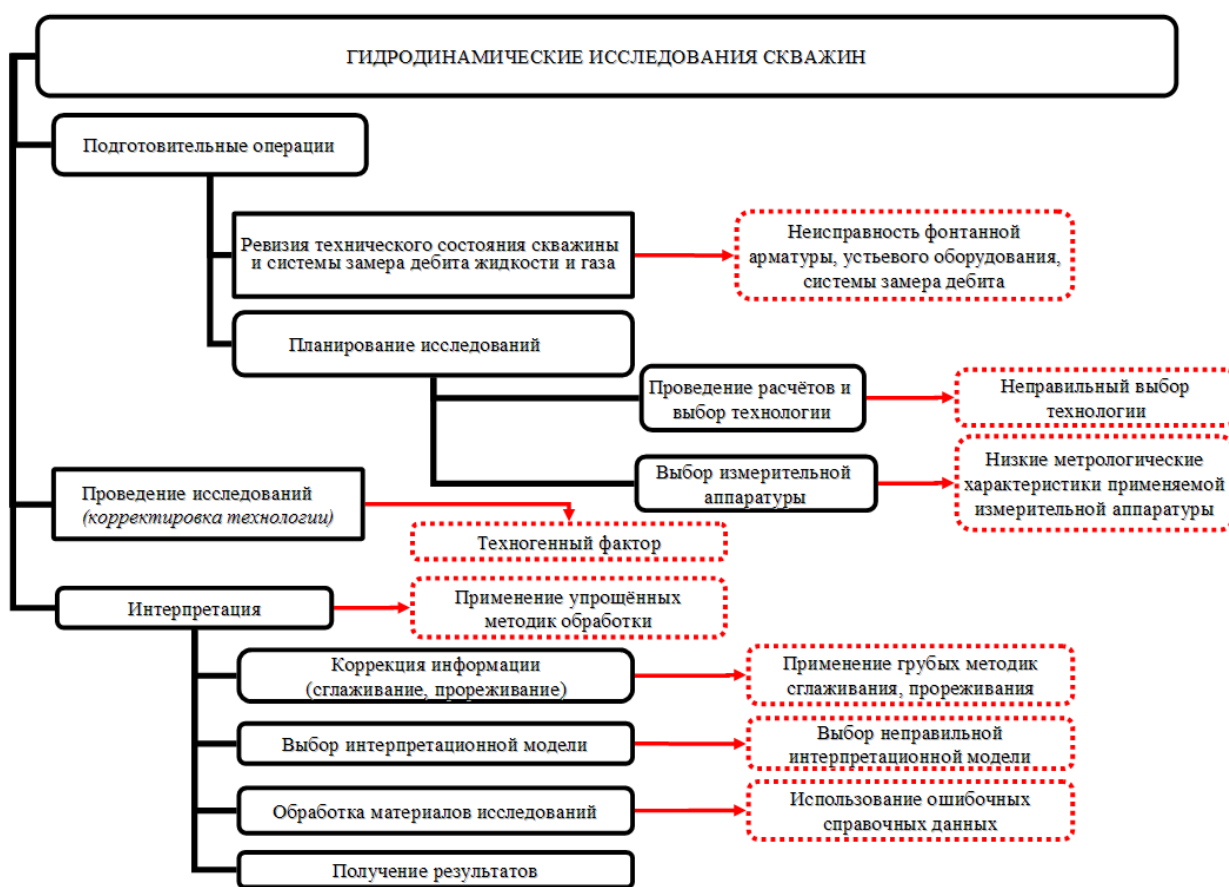
Весь комплекс работ, называемый термином «гидродинамические исследования скважин» можно условно разделить на несколько этапов, которые схематично приведены в графических элементах диаграммы, рис.13.11, выделенных черными сплошными линиями. На этой же диаграмме представлены возможные источники ошибок в элементах, выделенных красными пунктирными линиями.

*На первом – подготовительном этапе* на скважине производится ревизия системы замера дебита, исправности задвижек, герметичности фонтанной арматуры, лубрикатора и сальниковой головки. Если исследоваться будет добывающая скважина действующего фонда, то на ней необходимо провести работы по определению режима её работы, заключающиеся в непрерывном измерении в течение 1-3 суток дебита скважины, устьевых давлений и уровня жидкости в затрубном (межтрубном) пространстве скважины.

На подготовительном этапе также ведётся планирование промысловых исследований. На основании анализа проведённых работ по определению режима работы скважины и, исходя из задач, которые необходимо решить с помощью данных исследований, выбираются метод исследований, соответствующая технология проведения работ и необходимая измерительная техника.

Метрологические характеристики глубинных измерительных приборов, используемых для регистрации давления, такие, как: разрешающая способность, точность, стабильность (повторяемость) показаний и возможность длительной регистрации давления в скважине должны

соответствовать поставленным задачам. Возможность длительного нахождения прибора в скважине и его высокая разрешающая способность особенно необходимы при исследованиях скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы. Низкие и медленно изменяющиеся во времени темпы восстановления давления в скважине приводят к значительному разбросу точек при дифференцировании кривых изменения давления для расчёта притока из пласта, для построения диагностических кривых, позволяющих определять тип коллектора, наличие границ, характер фильтрации и др. Регистрация кривой реагирования при проведении гидропрослушивания также требует высокочувствительной аппаратуры. Опыт проведения исследований с использованием разных отечественных электронных автономных манометров показывает, что их метрологические характеристики далеко не всегда соответствуют требуемым условиям.



**Рис. 13.11. Этапы гидродинамических исследований**

На первом этапе основными источниками ошибок – возможными причинами получения недостоверной информации по данным ГДИ являются неисправность фонтанной арматуры, устьевого оборудования, системы замера дебита и низкие метрологические характеристики применяемой измерительной аппаратуры. Единственным способом избежать этих ошибок является устранение всех перечисленных выше факторов.

Ещё одним источником ошибок на этом этапе может быть неправильное планирование исследований, например, неверное задание времени работы на режимах или времени закрытия скважины для регистрации кривой восстановления давления. Предотвратить возникновение подобных ошибок позволяет наличие опыта исследователя и разработанных заранее методических рекомендаций по проведению гидродинамических исследований скважин на данном месторождении, вскрывающих коллекторы данного типа при данном способе эксплуатации. В большинстве случаев подобные источники ошибок можно устранить технологическими или методическими приёмами.

На втором этапе – этапе проведения исследований разных категорий скважин с использованием различных технологий большинство возникающих ошибок можно устранить технологическими или методическими приёмами. Для этого необходимо непрерывно осуществлять регистрацию всех тех параметров, динамика которых позволяет представить при проведении исследований общую картину процессов, протекающих в системе пласт-скважина. Это позволяет в режиме реального времени, руководствуясь опытом и методическими рекомендациями, оперативно принимать решения по корректировке технологии исследований.

На третьем этапе – этапе, т.е. этапе интерпретации материалов исследований скважин, ошибки могут возникать как при подготовке замеренных данных давления и дебита, так и за счёт применения упрощённых методик обработки, не соответствующих происходящим в пласте и скважине процессам.

При подготовке данных давления и дебита часто возникает необходимость в применении алгоритмов прореживания (фильтрации) и/или сглаживания (усреднения и взвешивания данных). Прореживание данных осуществляется с целью уменьшения их объёма, который может быть ограничен используемыми компьютерными программами. Сглаживание применяется при значительном уровне шума. Если использовать неадекватные алгоритмы прореживания и сглаживания исходных данных давления и дебита, то может быть не только искажена, но и утрачена информация о структуре и параметрах изучаемого пласта.

На этапе обработки материалов исследований скважин ошибки часто возникают за счёт применения упрощённых методик обработки, не соответствующих происходящим в пласте и скважине процессам. Так, например, далеко не во всех отечественных компьютерных программах в полной мере учитывается история работы скважины до остановки. В ряде программ кривые восстановления уровня обрабатываются, как кривые восстановления давления, например, методом Хорнера. При этом не учитывается то, что на протяжении всего времени регистрации кривой восстановления уровня из пласта происходит приток жидкости.

Информативность и достоверность материалов гидродинамических исследований существенно возрастает, если применяемая компьютерная

программа содержит набор интерпретационных моделей для разных типов коллекторов, для пластов различной формы, для разных условий на скважине и на границе пласта (смотри Приложение 1). Программа должна иметь аппарат для диагностики интерпретационных моделей. Успешное проведение диагностирования возможно лишь в том случае, если на всех предыдущих этапах не было существенных нарушений: использовались глубинные манометры с требуемыми метрологическими характеристиками, строго выполнялись технологии исследований и т. д.

### *Классификация ошибок в определении фильтрационных параметров по данным гидродинамических исследований*

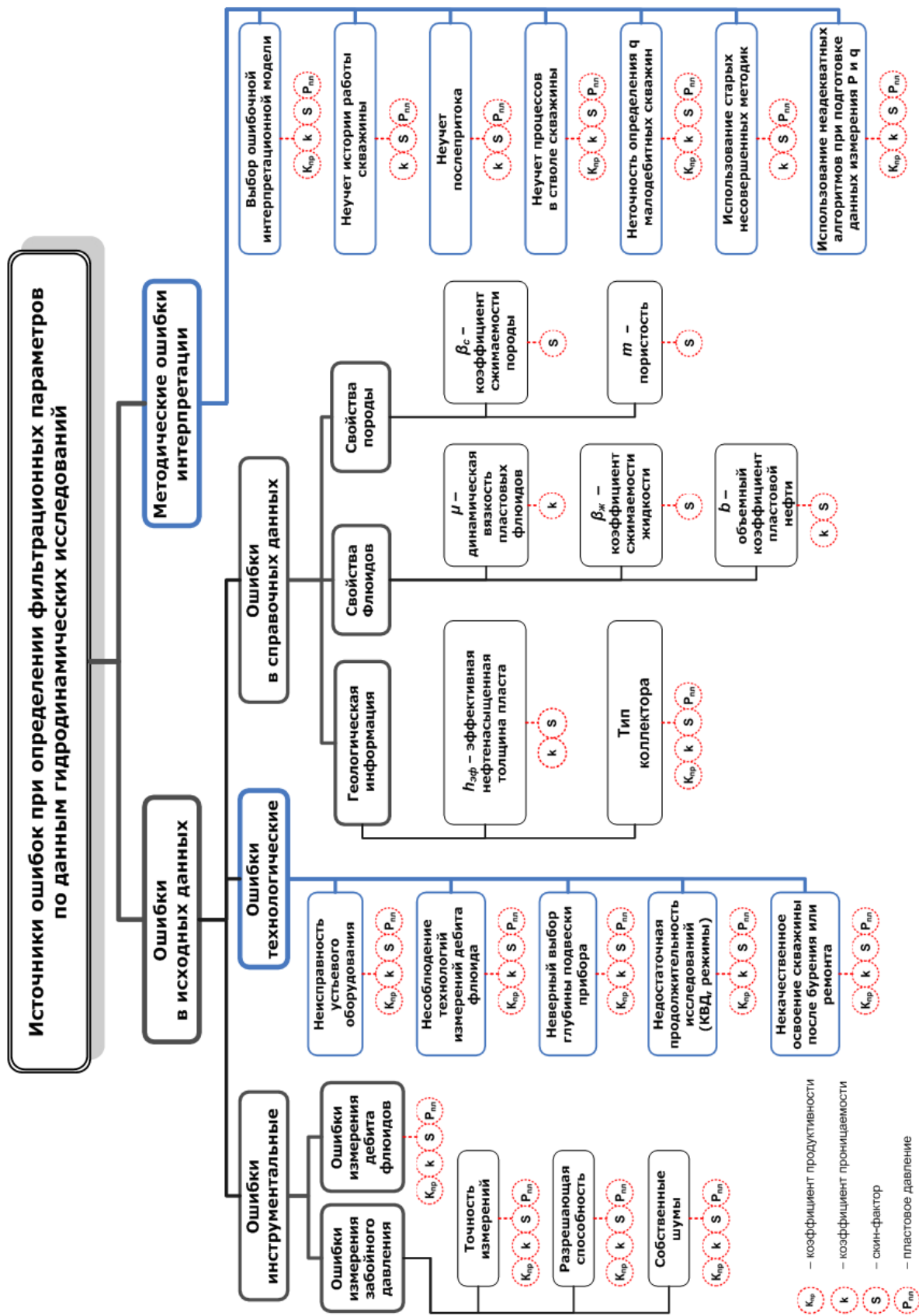
Классификация источников ошибок при определении параметров по данным ГДИС представлена на рис. 13.12, [176]

Диаграмма представляет собой схему иерархической структуры взаимосвязанных элементов в графическом виде. Влияние ошибок показано в графических элементах, отображённых красной пунктирной линией. В них приведены основные параметры пласта и скважин, необходимые для решения задач разработки месторождений, а именно коэффициенты продуктивности, проницаемости, скин-фактор и пластовое давление, на которые влияет та или иная ошибка. Отсутствие какого-либо параметра внутри красной пунктирной линии говорит о том, что на этот параметр данная ошибка не влияет.

Следует отметить, что в графических элементах, выделенных синей линией, приведены те ошибки (технологические и ошибки интерпретации), ответственность за которые несёт специалист в области ГДИС в отличие от инструментальных ошибок и неточностей в справочных данных. Исправление указанных ошибок является основным направлением повышения достоверности определяемых по ГДИС фильтрационных параметров пласта.

**Инструментальные** ошибки вызваны использованием измерительных приборов и установок с недостаточной точностью и разрешающей способностью. Чтобы перейти на качественно иной уровень точности измерений дебита жидкости или давления, необходимо использование более совершенных измерительных средств.

**Технологические ошибки**, как, например, несоблюдение технологий измерений дебита флюида, неверный выбор глубины подвески прибора, недостаточная продолжительность работы на режимах и простаивания скважины во время регистрации КВД в значительной степени зависят от опыта и квалификации исследователя.



**Рис.13.12. Классификация ошибок, источников их возникновения и их влияние на определяемые параметры пласта.**



**Методические ошибки интерпретации** зависят от качества первичной обработки данных измерений и подготовки их к интерпретации, от полноты учёта различных процессов, протекающих в пласте и скважине, от уровня компьютерной программы интерпретации материалов исследований, используемой исследователем. Точность определения фильтрационных параметров зависит от многих составляющих: качественной подготовки замеренных данных, выбора интерпретационной модели, полноты представления интерпретатором картины процессов в системе «скважина-пласт».

**Ещё одним источником ошибок** в определении параметров пласта по ГДИС являются используемые в расчётах *дополнительные исходные данные*: характеристики пласта, горных пород и флюидов, принимаемые по данным геофизических исследований в скважине и данным лабораторных исследований керна и флюидов или по справочным материалам.

На основе интерпретации большого количества материалов гидродинамических исследований установлено, что большинство ошибок связано с неправильной технологией (45 %) и недостаточным контролем за подготовленностью скважины к проведению исследований (20 %).

При анализе влияния на точность определения проницаемости *возможных ошибок в дополнительных исходных данных* установлено, что: – наибольшее влияние оказывает погрешность в определении эффективной толщины пласта;

– наименьшее влияние оказывает погрешность в определении объёмного коэффициента.

При анализе влияния на достоверность определения скин-фактора *возможных ошибок в дополнительных исходных данных* установлено, что:

– наибольшее влияние оказывает погрешность в определении эффективной толщины пласта;

- практически никакого влияния не оказывает погрешность оценки коэффициента сжимаемости породы.

Ниже дан краткий анализ влияния ошибок в измерении давления и дебита на результаты оценки фильтрационных параметров пласта.

### *О влиянии ошибок в измерении давления*

Динамика забойного давления, регистрируемого глубинным манометром в стволе скважины, является главным источником информации о свойствах пласта при решении обратной задачи ГДИС. Техническими характеристиками, определяющими качество глубинных манометров и датчиков для измерения давления, являются точность и разрешающая способность. При измерениях абсолютных значений забойного или пластового давлений наиболее важной характеристикой является точность. При регистрации кривых восстановления и падения давления или

гидропрослушивания – наиболее важным параметром становится разрешающая способность.

На рис 13.13 приведён сравнительный анализ показаний пяти автономных глубинных манометров разных производителей, три из которых были одновременно спущены в нефтяную скважину. Записи двух других приборов проведены при аналогичном темпе роста давления. Наблюдаемая у некоторых приборов регистрация давления в виде чередующихся «полочек» (высота «полочки» является реальной разрешающей способностью по давлению) при дальнейшей интерпретации может вызвать осложнения, в частности при выборе интерпретационной модели пласта.

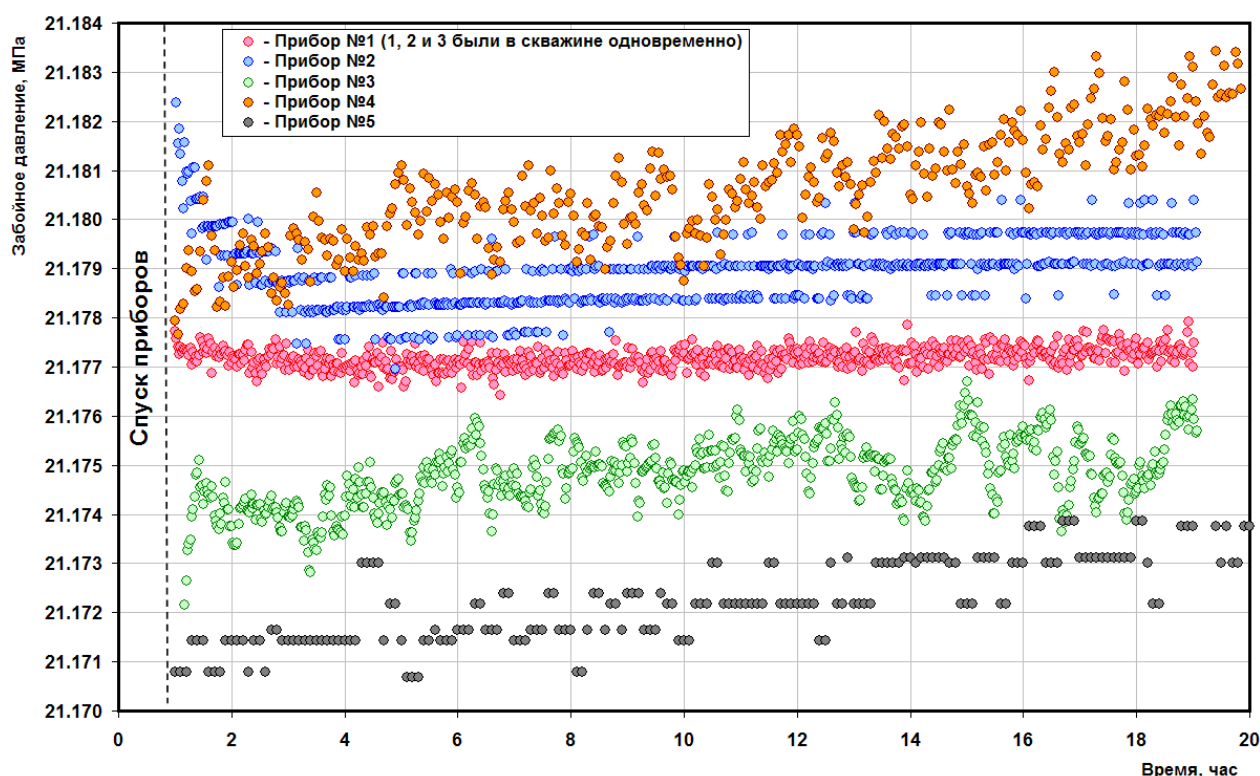


Рис. 13.13. Запись давления на забое скважины разными глубинными манометрами

На рис. 13.14 приведены кривые производных давления, замеренного во время регистрации КВД манометрами с низкой разрешающей способностью (синяя линия) и с высокой разрешающей способностью (красная линия).

На рис. 13.15 представлен диагностический график, построенный по КВД, зарегистрированной манометром с низкой разрешающей способностью. Из рис.13.13 – 13.15 видно, что **при большом разбросе точек – определить интерпретационную модель и, соответственно, определить фильтрационную структуру и параметры пласта, а тем более, нарушения, вряд ли возможно.**

По диагностическим графикам, построенным по кривым восстановления давления, замеренным манометром с низкой разрешающей способностью, во многих случаях невозможно определить интерпретационную модель. Предварительное сглаживание кривых, как уже отмечалось выше, может

приводить к неверному определению фильтрационных параметров и неправильному выбору интерпретационной модели по диагностическому графику.

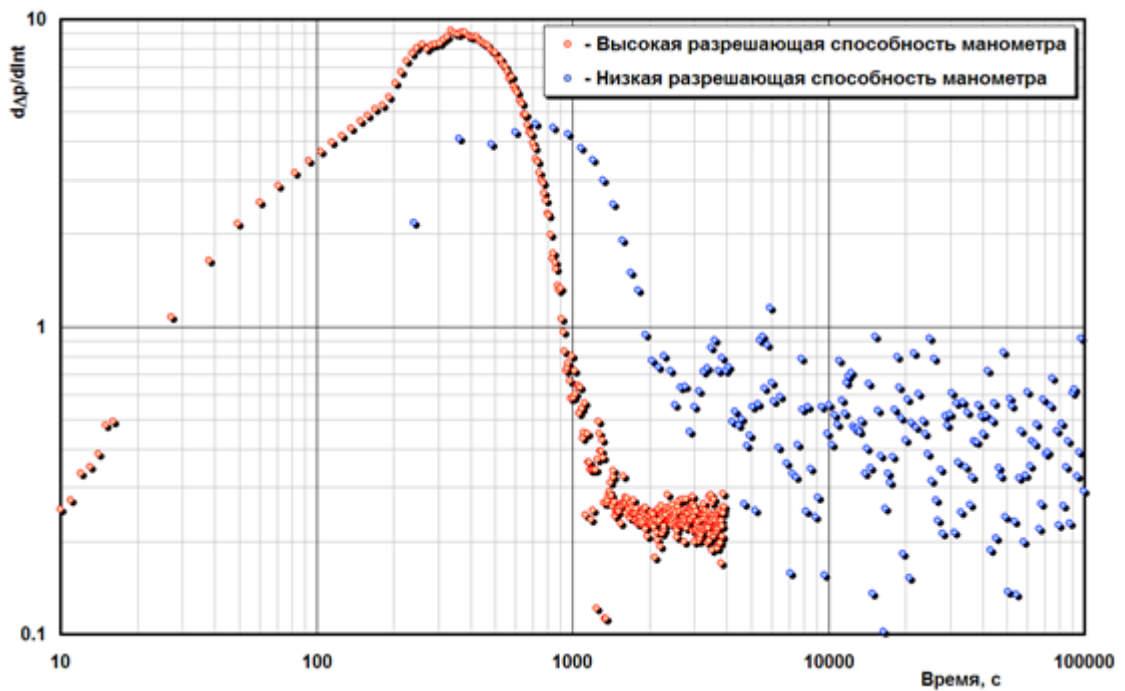


Рис. 13.14. Диагностические графики, построенные по кривым восстановления давления, замеренным манометром с низкой разрешающей способностью (синяя линия) и с высокой разрешающей способностью (красная линия)

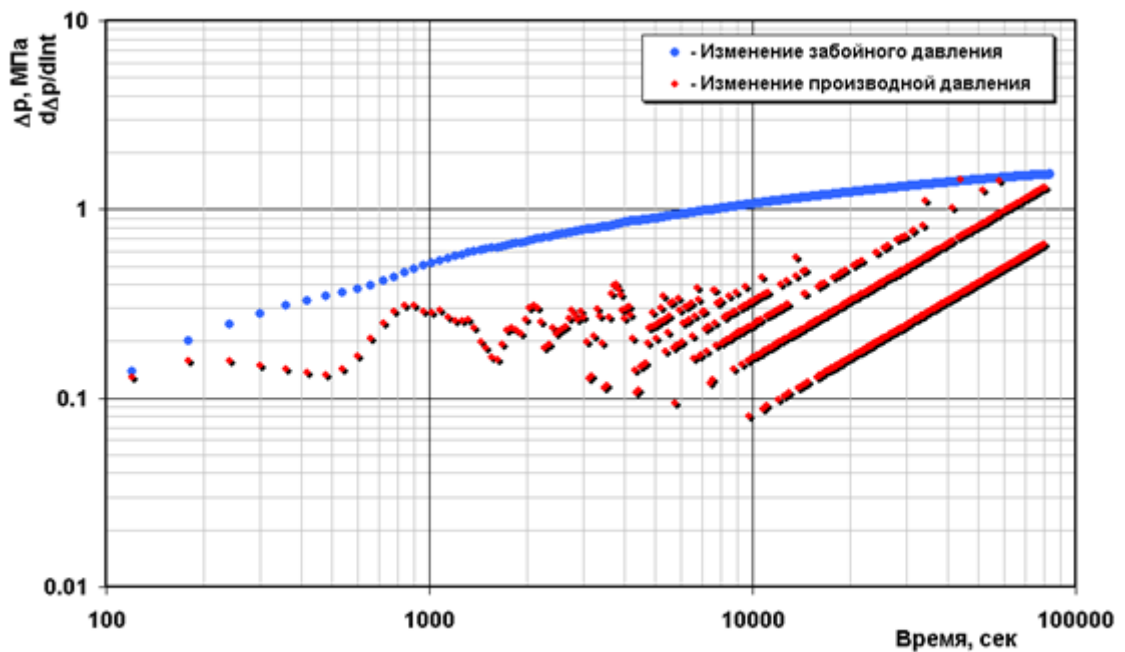


Рис. 13.15. Диагностический график, построенный по КВД, зарегистрированной манометром с низкой разрешающей способностью

Очевидно, что для исследования нарушений необходимо использовать измерительные средства с высокой разрешающей способностью не только при измерении КВД, но и при исследованиях методом гидропрослушивания. На рис. 13.16 приведена кривая давления в реагирующей скважине при проведении гидропрослушивания. Возмущающая скважина работала в периодическом режиме. На фоне общего падения давления в реагирующей скважине отмечается синусоидальное изменение давления за счёт периодического режима работы возмущающей скважины (группы скважин). Величины реакции относительно фонового падения давления составляют 0.0004 - 0.0006 МПа. При худшей разрешающей способности измерительного прибора реакция не была бы выявлена.

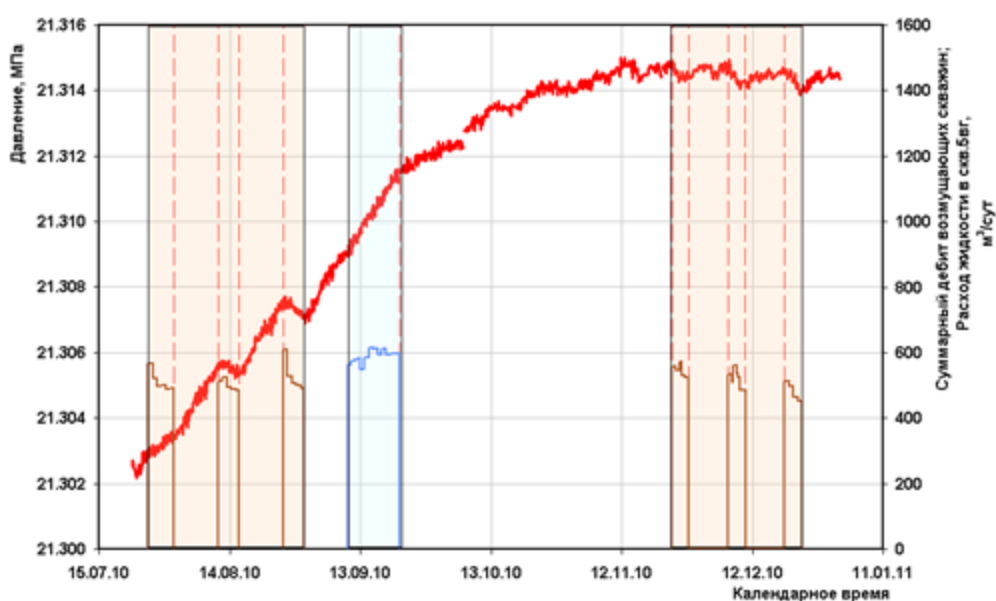


Рис. 13.16. Кривая изменения давления в реагирующей скважине при проведении гидропрослушивания

Приведём несколько отрицательных примеров применения манометров с низкой разрешающей способностью при проведении ГДИ. На рис.13.17 – 13.19 представлена кривая восстановления давления, зарегистрированная в скважине в процессе подъёма уровня после прекращения свабирования. На рис.13.17 приведена сама кривая, а на рис.13.18– её фрагмент в увеличенном масштабе. Красной стрелкой показана амплитуда разброса показаний манометра, составляющая в данном случае около 0.01 МПа. На рис.13.19 приведена обработка кривой восстановления давления (уровня) дифференциальным методом. Согласно этому методу путём дифференцирования кривой восстановления производится расчёт дебита притока. Далее строится псевдоиндикаторная диаграмма в координатах дебит-давление.

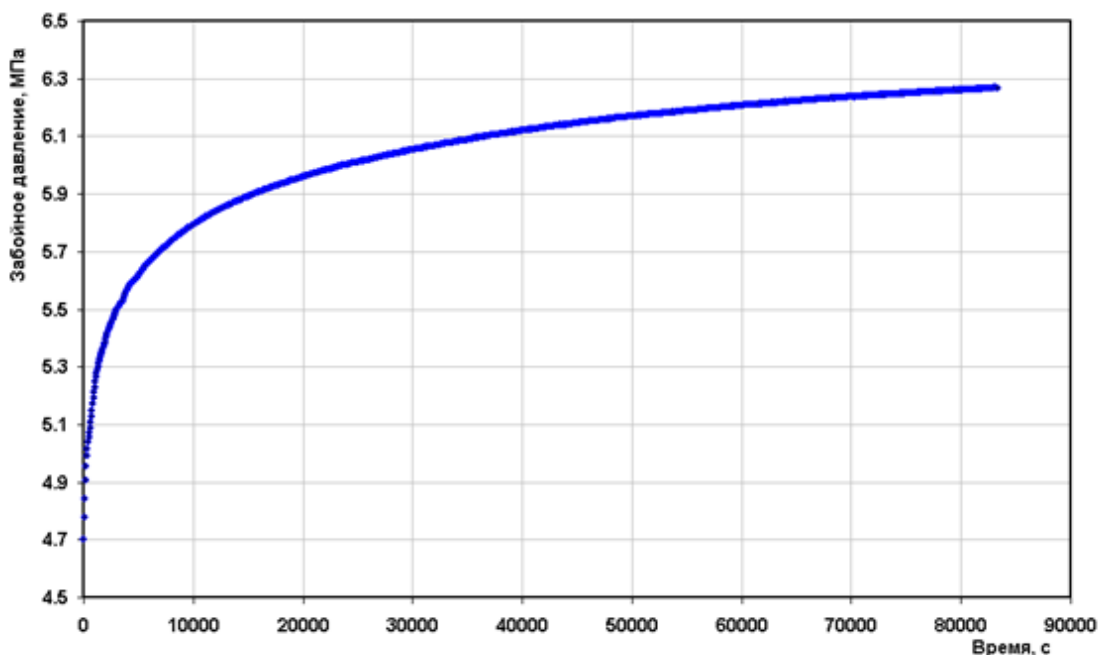


Рис. 13.17. Измеренная кривая восстановления уровня

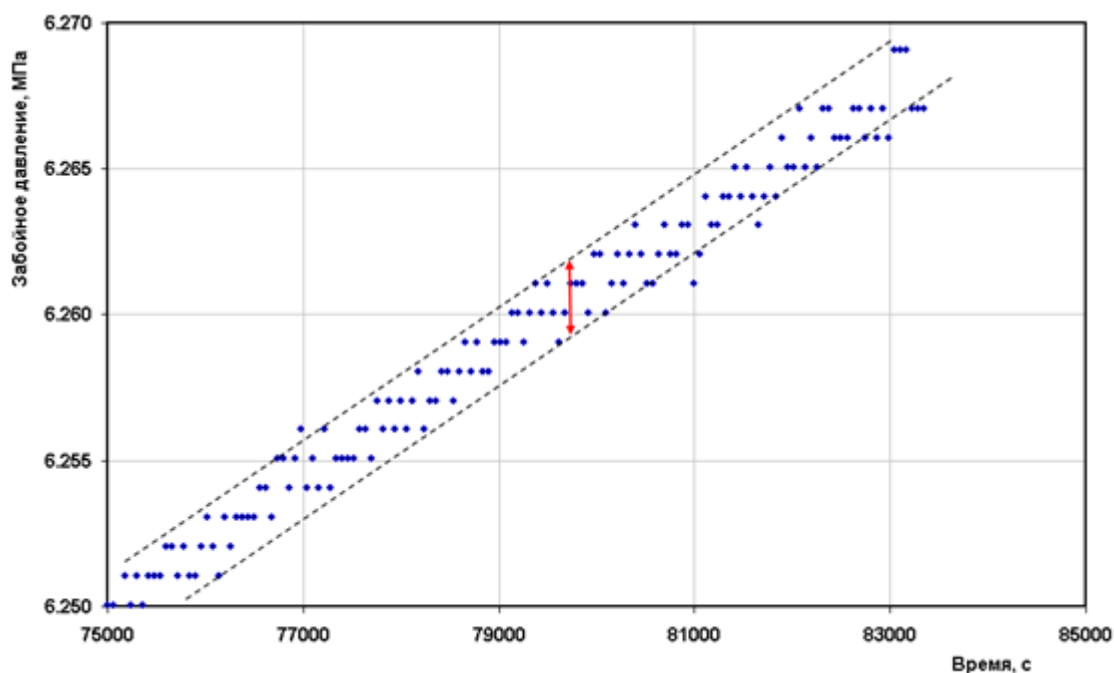
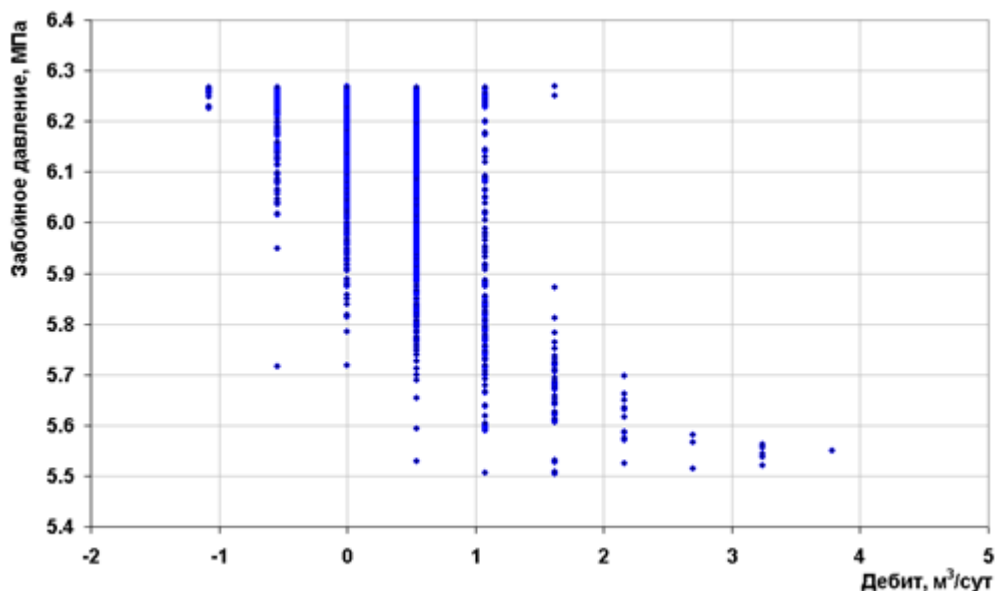


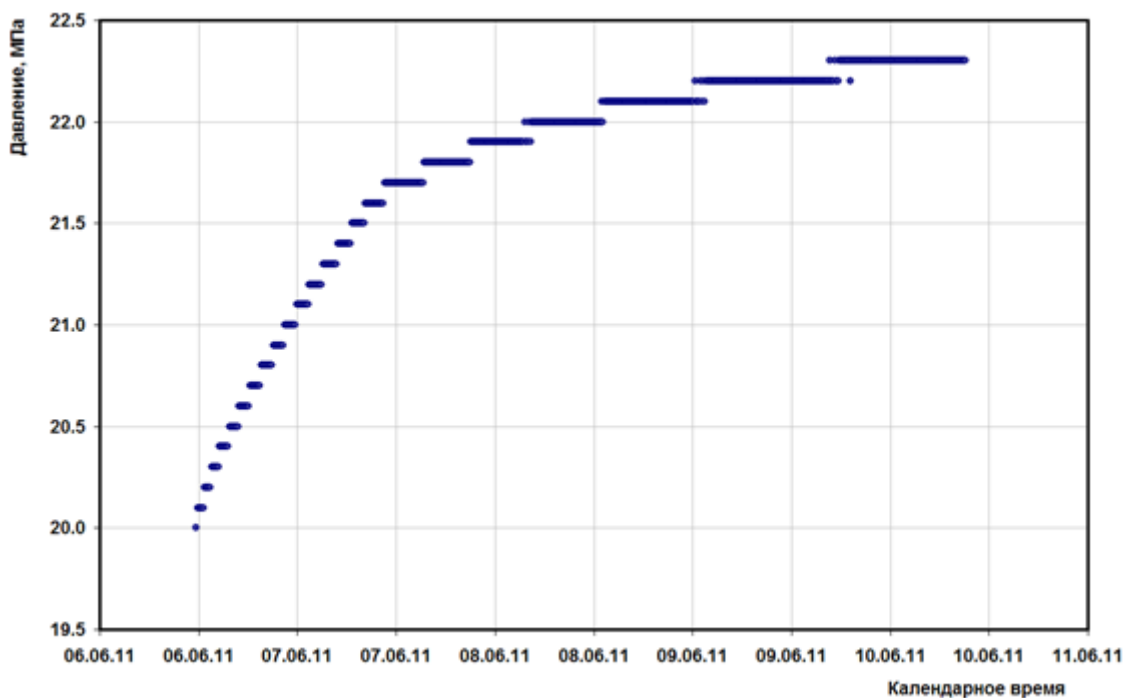
Рис. 13.18. Фрагмент кривой восстановления уровня из рис.13.17

Из рис. 13.19 видно, что диаграмму построить невозможно. График зависимости дебита и забойного давления представляет собой серию прямых параллельных оси давлений линий. Таким образом, обработка кривой восстановления давления оказалась невозможной. Причиной появления этих линий явилась низкая разрешающая способность применяемого манометра. Процедура предварительного сглаживания первичных данных давления, которую обычно используют в таких случаях, часто в конечном итоге приводит к неверному определению фильтрационных параметров.



**Рис. 13.19. Обработка кривой восстановления давления (рис.13.17) модифицированным методом Маскета**

Как указано выше (п.11), в последние годы все более широкое распространение получают системы погружной телеметрии в скважинах, оборудованных насосами. Эти системы включают постоянные датчики давления, которые устанавливаются на приёме насоса. Разрешающую способность таких датчиков точно также надо тщательно выбирать, чтобы обеспечить достоверное измерение кривой давления при ГДИС [177]. На рис.13.20 показана кривая восстановления давления, зарегистрированная таким постоянным датчиком.



**Рис. 13.20. Кривая восстановления давления, зарегистрированная датчиком на приёме насоса**

Она состоит из горизонтальных площадок, отличающихся друг от друга на величину разрешающей способности датчика— 0.1 МПа. **Такая кривая восстановления давления обработке не подлежит.**

**Рассмотрим влияние погрешности измерения давления на погрешность в определении проницаемости.** Для этого запишем выражение для параметра  $i$ , равного тангенсу угла наклона прямолинейного участка преобразованной в полулогарифмических координатах кривой восстановления давления в виде следующей зависимости:

$$i_{ногр} = i_{ист} - \frac{n \cdot \varepsilon p}{\Delta \ln t}, \quad (13.1)$$

где:

$\Delta \ln t$  - продолжительность прямолинейного участка КВД, соответствующего радиальной фильтрации в пласте;

$i_{ногр}$  - ошибочный тангенс угла наклона;

$i_{ист}$  - истинный тангенс угла наклона;

$n \cdot \varepsilon p$  - амплитуда колебаний давления на участке, соответствующем радиальной фильтрации в пласте;

$\varepsilon p$  - разрешающая способность манометра.

Подставляя выражение (13.1) в выражение для определения гидропроводности  $kh/\mu$ :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q}{4\pi i}$$

и в выражение для определения скин-фактора пласта  $S$ :

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = \frac{\chi}{r_c^2 e^{2S}} = 0.445 e^{A/i},$$

получаем оценки относительных погрешностей проницаемости и скин-факторов.

Полученные оценки относительных погрешностей проницаемости и скин-фактора, приведены соответственно на рис.13.21, 13.22, в зависимости от величины разрешающей способности манометров и длительности участка КВД в полулогарифмических координатах; этот участок соответствует радиальной фильтрации в пласте [97 – 105].

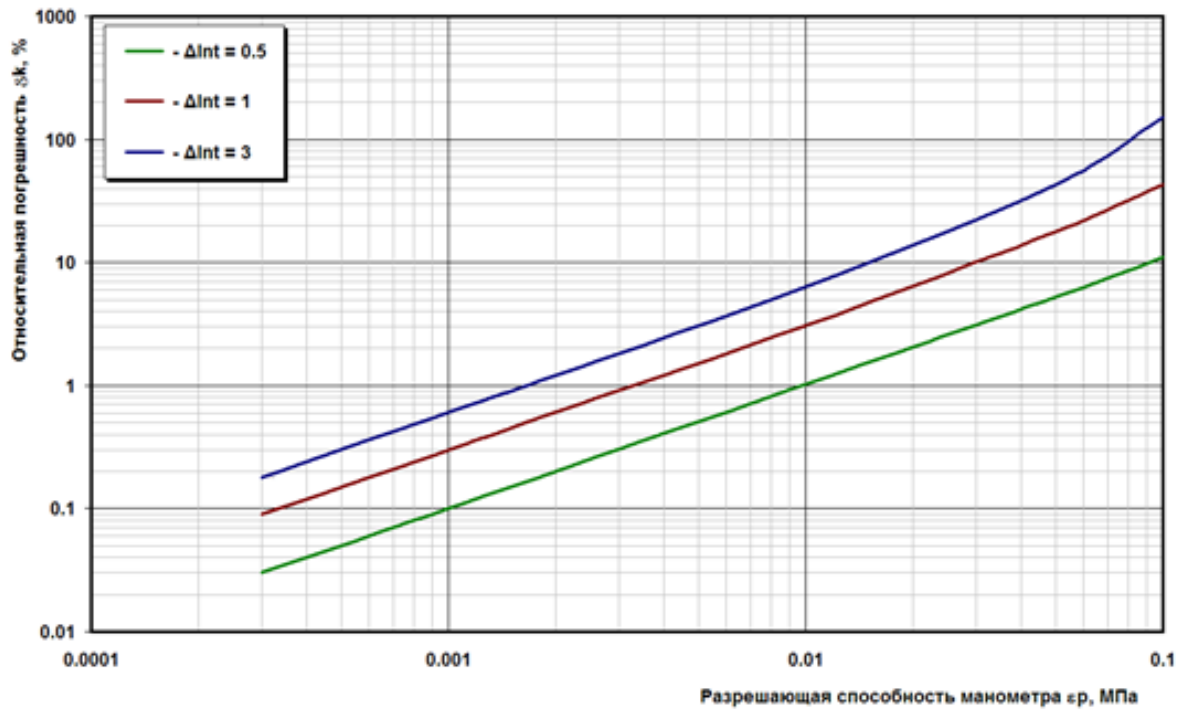


Рис. 13.21. Оценка относительной погрешности определения проницаемости в зависимости от разрешающей способности манометров и длительности участка КВД в полулогарифмических координатах, соответствующего радиальной фильтрации в пласте

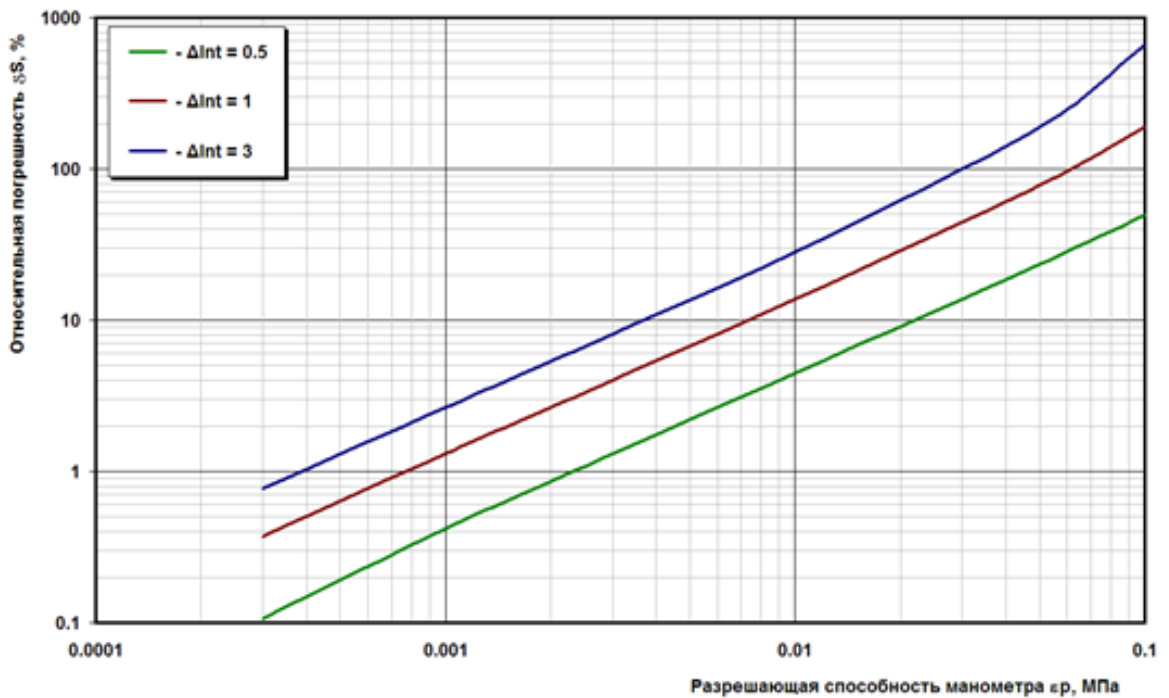


Рис. 13.22. Оценка относительной погрешности определения скин-фактора в зависимости от разрешающей способности манометров и длительности участка КВД в полулогарифмических координатах, соответствующего радиальной фильтрации в пласте



Из данных рис. 13.21, 13.22 видно, что, чем больше длина этого участка, тем точнее будут определяться фильтрационные параметры. Согласно полученным данным, использование манометров с меньшей разрешающей способностью – в большей степени увеличивает относительную погрешность определения скин-фактора, чем определения проницаемости.

На рис. 13.23 представлена оценка влияния относительной погрешности измерения давления на относительную погрешность определения коэффициента продуктивности при разной величине депрессии.

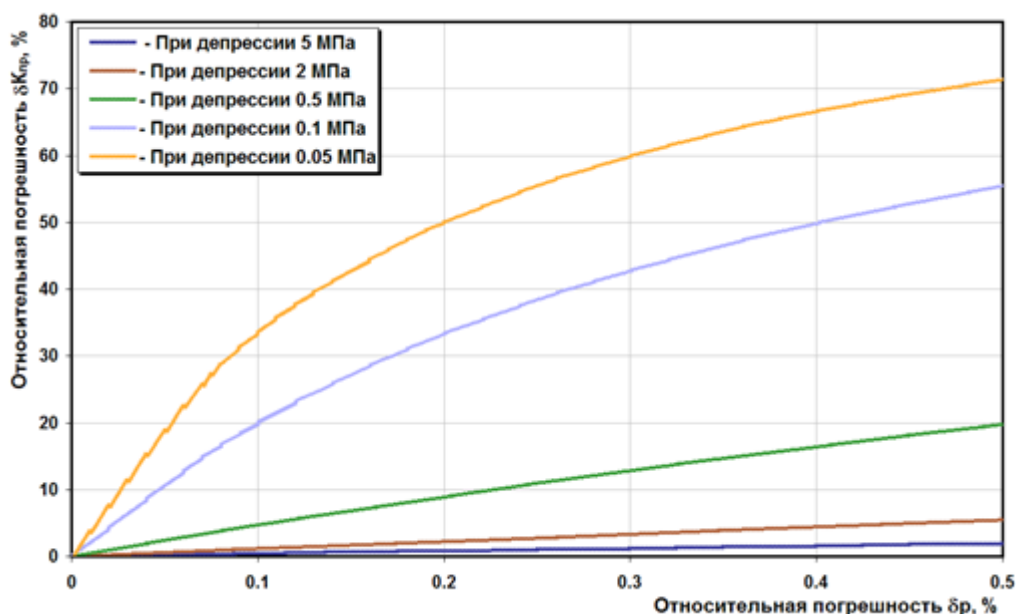


Рис. 13.23. Оценка влияния относительной погрешности измерения давления на относительную погрешность коэффициента продуктивности при разной величине депрессии

Видно, что при меньшей величине депрессии влияние погрешности измерений давления на погрешность определения коэффициента продуктивности значительно больше; при величине депрессии, равной 0,05 МПа, рост погрешности определения коэффициента продуктивности может достигать 70%.

### *О влиянии ошибок в измерении дебита*

Как известно, на процесс восстановления давления в скважине влияет изменение во времени дебита скважины до её остановки на исследование (история работы скважины). Неполная информация об истории работы скважины или её отсутствие вносит ошибку в результаты обработки материалов гидродинамических исследований, чаще всего весьма существенную. С этим связана необходимость иметь динамику дебита за значительный период времени, предшествующий началу исследований.

При этом даже использование среднего дебита, рассчитанного по накопленному объёму добычи за весь период перед исследованиями, не обеспечивает качественной интерпретации. Колебания дебита должны быть чётко зафиксированы. Лучшие результаты даёт постоянный контроль за добычей жидкости, который, в принципе, стал доступен, хотя бы технологически, за последние десятилетия. Но на практике добиться этого очень непросто по экономическим и организационным причинам, а если процесс не автоматизирован, то реализовать постоянный контроль дебита организовать необычайно сложно.

Был проведён численный эксперимент, цель которого заключалась в анализе влияния истории работы скважины:

- на вид временной кривой производной зависимости давления от времени наблюдения при ГДИС (по этой кривой диагностируется тип коллектора, наличие границ в пласте и т.п. [97 – 105]);
- на точность определения фильтрационных параметров.

Проведены три варианта моделирования, в которых была использована одна и та же полная кривая зависимости дебита от времени

В первом варианте – КВД была обработана методом касательной, в предположении, что **скважина до остановки работала с последним измеренным дебитом бесконечно долго.**

Во втором варианте – КВД была обработана методом Хорнера, в предположении, что **скважина до КВД кратковременно работала с последним измеренным дебитом.**

В третьем варианте – при обработке КВД **учитывалась вся динамика изменения дебита.**

В результате, как видно из рис. 13.24, в зависимости от имеющейся информации об истории работы скважины по виду кривой производной  $\frac{\Delta p}{\Delta t}(t)$  могут быть идентифицированы совершенно разные интерпретационные модели пласта.

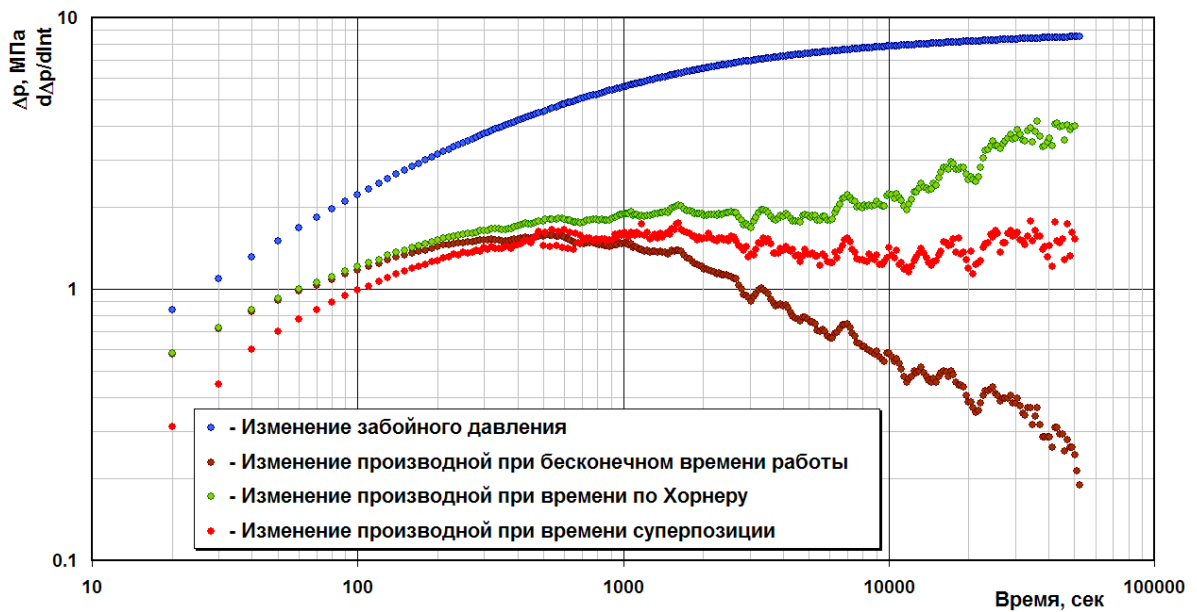


Рис. 13.24. Сравнение временных кривых производной от давления по времени при различной использованной информации о зависимости дебита от времени до её остановки на КВД

При этом оценённое значение гидропроводности при обработке КВД методом Хорнера, рис. 13.25, оказалось заниженным на 20%, а методом касательной - завышенным на 250% (!!).

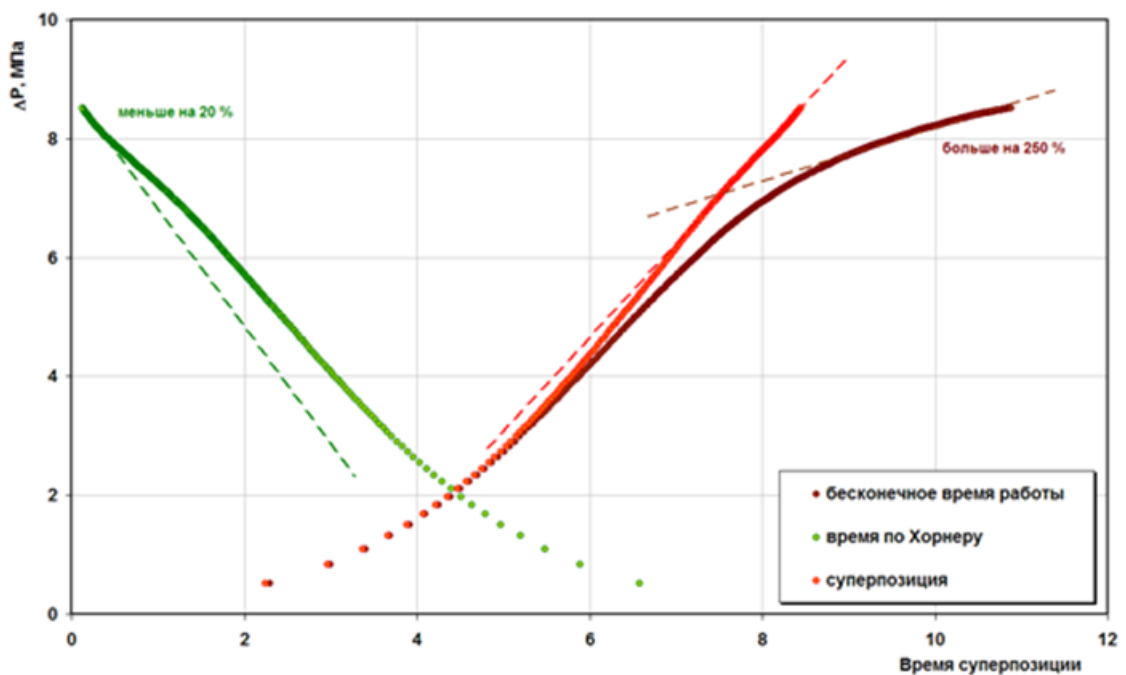


Рис. 13.25. Оценка гидропроводности при обработке КВД при разной информации об истории работы скважины

## *Выводы по разделу*

Приведённые в данном пункте материалы позволяют сделать следующие выводы.

- ГДИС, в принципе, могут быть применены для определения фильтрационной структуры нарушений, причём, скорее всего, при использовании многозонной линейной интерпретационной модели.
- Однако разработка практической методики интерпретации данных ГДИС (и КВД и гидропрослушивания) в такой модели требует проведения значительного числа вспомогательных расчётов, в результате которых необходимо оценить:
  - при каких значениях ширины сравнительно узких зон, составляющих структуру нарушения, при каком различии их фильтрационных параметров, в первую очередь, гидропроводности и пьезопроводности, можно установить число и ширину зон, определить их параметры;
  - в случае КВД – как сказывается на возможности решения этой задачи расстояние от скважины до плоскости сместителя, свойства зоны, в которую попала скважина;
  - в случае гидропрослушивания – как сказывается на возможности решения этой задачи расстояние от скважин по разные стороны от сместителя до плоскости сместителя, свойства зон, в которую попали скважины;
  - каковы должны быть времена исследования для решения этой задачи;
  - какова должна быть чувствительность манометров, стабильность их работы;
  - какова должна быть достоверность исходных данных для получения искомых параметров пласта и нарушения;
  - каково влияние и способы учёта пространственного изменения проницаемости, пористости и сжимаемости пород внешней зоны нарушения;
  - каково влияние и способы учёта анизотропии трещинной проницаемости пород во внешней зоне нарушения;
  - каково влияние нескольких нарушений в зоне исследования выбранной скважины, и величин их проводимости;
  - каковы требования к программному обеспечению, позволяющему моделировать рассматриваемую задачу (возможность моделирования узких зон, скорее всего, потребует применения мелких неравномерных сеток; необходимость учёта плавного изменения параметров с расстоянием от сместителя вместо наличия зон с

постоянными средними характеристиками, необходимость учёта анизотропии, и т.п.).

- При ГДИС вообще, а при исследовании дизъюнктивных нарушений в особенности, измерения должны быть выполнены крайне тщательно, с максимальным снижением всех вероятных ошибок любого рода.
- Ошибки, возникающие при измерении давления и дебита, могут привести к тому, что кривая ГДИС будет вообще не интерпретируемой, либо тип структуры изучаемого участка будет определён неверно, либо параметры исследуемой скважины или нарушения будут оценены с большой погрешностью.

## 14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Краткое рассмотрение затронутых в работе вопросов позволяет сделать следующие выводы.

1. Утверждения различных исследовательских групп о наличии дизъюнктивных нарушений различной амплитуды и ранга на многих нефтяных месторождениях, включая терригенные, скорее, является правилом, а не исключением. Поэтому, изучение этих геологических объектов, их влияния на динамику и результаты разработки, создание способов оценки их фильтрационных параметров, структуры прилегающих к ним зон пласта – представляются масштабной, необходимой и актуальной задачей.

2. Многообразие геометрических типов и характеристик нарушений приводит к выводу, что при их гидродинамическом моделировании, скорее всего, не удастся ограничиться небольшим числом простых моделей, как это часто имеет место для литологических границ.

**Однако, систематизация и типизация структуры нарушений осадочного чехла с гидродинамических позиций – практически не разработаны.**

3. На основании литературных данных по крупным нарушениям в скальных породах можно предположить, что в районах локализации нефтяных месторождений:

- при интерпретации данных гидродинамических исследований необходимо учитывать наличие нескольких различных зон во внутренней части нарушений – магистрального разлома и примыкающей к нему осевой зоны;
- проницаемости обеих этих зон, в принципе, могут быть равны и нулю, и в 100 (и более) раз превосходить проницаемость самих продуктивных пластов в районе локализации нарушения;

- в случае крупных разломов осевая зона, примыкающая к магистральному разлому, может быть зоной дробления с высокой и сверхвысокой проницаемостью;
- в случае разломов меньшей протяжённости осевая зона может просто иметь повышенную трещиноватость, но при этом, в свою очередь, может иметь структуру и состоять из отдельных структурных элементов – деструктивных полей с повышенной трещиноватостью;
- в случае крупных разломов такую структуру может иметь часть внешней зоны, примыкающая к осевой зоне;
- величины коэффициентов сжимаемости и пьезопроводности среды, составляющей внутреннюю зону нарушения, будут существенно отличаться от пластовых значений;
- параметры внутренней зоны нарушения могут иметь значительную анизотропию перпендикулярно и параллельно плоскости сместителя;

Эти особенности необходимо учитывать при интерпретации данных ГДИС, проводимых с целью установления фильтрационной структуры нарушения и его параметров.

4. При интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, проводимых с целью определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений, необходимо учитывать наличие не только внутренней, но и внешней зоны рассматриваемого нарушения:

- в этой зоне – изменены, по сравнению с остальной частью пласта, и общая величина пористости, и проницаемость, и тип порового пространства; тип коллектора по мере удаления от сместителя, скорее всего, меняется от чисто трещинного типа до, например, чисто порового;
- соответственно, по мере удаления от плоскости сместителя изменяются до значений, характерных для основной части пласта (вдали от нарушений), и такие параметры, как сжимаемость пород и их пьезопроводность;
- при этом трещиноватость (а, следовательно, и проницаемость, и сжимаемость), скорее всего, по мере удаления от сместителя убывают экспоненциально, а пористость, наоборот, возрастает, но незначительно.
- поле фильтрационных параметров пород во внешней зоне нарушения может быть не симметричным относительно плоскости сместителя; скорее всего, плотность трещин в висячем крыле выше, чем в лежащем, что приведёт к различию величин и остальных параметров пород в этих крыльях;
- трещиноватость и проницаемость пород во внешней зоне нарушений, вероятно, характеризуется значительной анизотропией, поскольку в этой зоне наличествуют три различных системы трещин.

Неучёт этих обстоятельств может существенно исказить корректность интерпретации всех гидродинамических методов исследования нарушений.

5. Приведённые в литературе оценки структуры и геометрических характеристик зоны динамического влияния нарушений получены, преимущественно, для крупных нарушений в скальных породах; **они нуждаются в уточнении применительно к породам осадочного чехла.** Оценка этих геометрических характеристик крайне необходима для того, чтобы ответить на ряд вопросов, необходимых для совершенствования методики интерпретации данных гидродинамических исследований на нефтяных месторождениях:

- насколько структура зоны динамического влияния нарушения может быть определена по данным гидродинамических исследований,
- с какой достоверностью могут быть определены параметры различных структурных элементов зоны динамического влияния нарушения,
- каковы требования к точности и достоверности исходной информации,
- и иных.

**Фактически, представляется необходимым организовать исследования по теме, со следующим примерным названием: «Типизация структуры дизъюнктивных нарушений осадочного чехла для уточнения гидродинамических моделей разработки нефтяных залежей при наличии таких нарушений».**

6. Краткий обзор технологических способов учёта дизъюнктивных нарушений при проектировании и оптимизации разработки показывает, что:

- при учёте дизъюнктивных нарушений классические системы размещения скважин существенно трансформируются – в соответствии с распределением и фильтрационной структурой и параметрами нарушений по площади залежи;
- система размещения и назначения скважин должна выбираться в соответствии с расположением системы нарушений, величинами фильтрационных параметров самих нарушений и зон пластов, примыкающих к нарушениям;
- при этом сетка скважин может стать в значительной степени нерегулярной;
- в основе различных рекомендаций по учёту нарушений при проектировании разработки лежат неявные гипотезы о фильтрационных параметрах нарушений; они либо предполагаются непроницаемыми стенками, либо, наоборот, сверхпроводящими каналами; при этом сколько-нибудь детально величины фильтрационных параметров и наличие фильтрационной структуры нарушений никак не оговариваются.

Очевидно, что трансформация системы размещения и назначения скважин является весьма серьёзным мероприятием, очень затратным и может

быть предпринята только, если игнорирование нарушений может с высокой вероятностью привести к существенному ухудшению технологических и экономических показателей разработки.

7. Немногочисленные исследования по необходимости учёта нарушений при проектировании разработки, в том числе, проведённого авторами настоящей работы, позволяют сформулировать следующие утверждения:

- система размещения и назначения скважин в обязательном порядке должна учитывать наличие, локализацию и фильтрационную структуру дизъюнктивных нарушений, как в случае нарушений со смещениями пород по обе стороны от нарушения, так и без такового;
- для каждой системы размещения и фильтрационной структуры нарушений существует некоторая оптимальная система размещения и назначения скважин; при этом система может быть различной в зависимости от критерия оптимальности – максимальная возможная рентабельность или максимальная величина конечного КИН;
- ошибка в определении фильтрационной структуры нарушений и реализация системы размещения и назначения скважин, не соответствующих реальным свойствам нарушений, может привести к значительным потерям в текущей и конечной величине коэффициента извлечения нефти (КИН), составляющей несколько абсолютных пунктов КИН;
- по этой причине наиболее оптимальной стратегией освоения нефтяной залежи при наличии нарушений представляется предложенное в научной литературе адаптационное освоение объекта разработки – сначала по редкой сетке скважин, с проведением их опытной эксплуатации и специальных гидродинамических исследований, а уже после определения фильтрационной структуры нарушений осуществлять бурение уплотняющей системы скважин;
- создание методики определения фильтрационной структуры нарушений по данным гидродинамических исследований является важной практической задачей, имеющей всё возрастающее значение для нефтегазовой отрасли.

8. Для выделения дизъюнктивных нарушений, как со значительными смещениями, так и мало- или безамплитудных, используется практически весь арсенал геологических и геофизических методов изучения геологических объектов; но ни один из применяемых подходов, в совокупности обеспечивающих *выделение и прогноз* различных потенциальных нарушений, не позволяет *определить их фильтрационную значимость, их роль в осуществлении разработки.*

**Такую задачу необходимо решать иными, гидродинамическими методами исследования, которые становятся крайне необходимыми для «проверки» прогнозируемых нарушений на необходимость их**



## **практического учёта при формировании системы размещения и назначения скважин.**

9. Анализ данных разработки, как интегральных показателей (накопленные дебиты воды, нефти), так и историй работы отдельных скважин (абсолютные величины дебитов воды и нефти, их зависимость от времени) может быть использован для определения фильтрационной структуры изучаемого участка пласта, определения наличия и фильтрационных параметров нарушений. Однако информативными эти данные становятся только спустя несколько лет после начала разработки, когда фонд скважин сформирован, и корректировка системы скважин, с учётом наличия и свойств нарушений, уже затруднена или ограничена финансовыми и административными причинами.

10. Кроме того, при анализе разработки участка пласта с нарушениями необходимо учитывать фильтрационную структуру и параметры дизъюнктивных нарушений, сформировавшиеся в процессе их образования, т.е. сложное строение зоны динамического влияния нарушения, а не только модель однородного пласта и абсолютно непроницаемых границ разной геометрии, как в большинстве существующих моделей.

Существующие модели были сформулированы примерно 60 – 50 лет тому назад для учёта непроницаемых литологических границ или границ постоянного давления; фильтрационной структуры и фильтрационных параметров нарушений они не учитывают.

11. Наличие нарушений может быть установлено и при «пассивном» гидропрослушивании, т.е. при наблюдении за изменением давления в одной из скважин (реагирующей) при создании возмущения в другой (возмущающей), но не с исследовательскими, а технологическими целями. «Пассивным» такое исследование является по той причине, что не создано специально для установления связи между скважинами, но возникает спонтанно в процессе эксплуатации скважин по разным техническим причинам.

Существует два принципиальных недостатка этого подхода:

- его «пассивность», т.е. момент возмущения определяется в значительной мере случайно, по не зависящим от промышленного геолога обстоятельствам – аварии, остановка на ремонт или исследования и т.п.;
- оно осуществимо в полной мере тогда, когда пробуренные скважины расположены достаточно близко друг от друга и существует заметная интерференция между ними; т.е. этот метод наиболее информативен при достаточно высокой степени разбуривания залежи и, лучше всего, когда уже осуществляется поддержание пластового давления закачкой воды.

Очевидно, что необходимо создание достаточно мощного отечественного программного продукта для обработки и анализа

долговременных измерений забойного давления, температуры и дебита, на основе накопленного зарубежного опыта работ в этом направлении.

При этом значительной по важности частью такой работы является создание способа фильтрации шумов от работы насоса в скважине, исследуемой без её остановки.

12. Трассерные исследования полезны для выделения нарушений и установления наличия вдоль них высокопроницаемых зон, но только на качественном уровне; для более надёжной интерпретации данных трассерного метода при изучении нарушений методика и проведения самих исследований, и интерпретации получаемых результатов – должны быть существенно уточнены. Для этого необходимо проведение значительного объёма численных экспериментов на моделях пластов, учитывающих фильтрационную структуру и параметры дизъюнктивных нарушений – как внутренней зоны нарушений, так и примыкающих к ним зон пласта.

**13. Представляется, что именно проведение ГДИС может быть наиболее перспективным инструментом для выявления нарушений и определения их фильтрационной структуры на всех этапах разработки исследуемого участка пласта, в том числе, и на самых ранних стадиях разбуривания.**

Для этого целесообразно использовать неоднократно упоминавшийся уже в литературе «адаптационный» подход, заключающийся в бурении редкой сетки скважин, проведении специальных ГДИС, интерпретации их данных и последующей корректировки системы размещения и назначения скважин на основании полученных результатов.

**Таким образом, можно говорить о необходимости расширить перечень решаемых задач и выполняемых работ на стадии опытно-промышленной эксплуатации объекта, имея в виду как одной из важнейших целей – установление фильтрационной значимости прогнозируемых нарушений, их фильтрационных параметров и структуры.**

14. На сегодняшний день представляется, что многозонная модель может быть наиболее адекватным инструментом для интерпретации данных ГДИС при изучении дизъюнктивных нарушений.

Однако разработка практической методики интерпретации данных ГДИС (и КВД, и гидропрослушивания) в такой модели требует проведения значительного числа вспомогательных расчётов, в результате которых необходимо оценить:

- при каких значениях ширины сравнительно узких зон, составляющих структуру нарушения, при каком различии их фильтрационных параметров, в первую очередь, гидропроводности и пьезопроводности, можно установить число и ширину зон, определить их параметры;

- в случае КВД – как сказывается на возможности решения этой задачи расстояние от скважины до плоскости сместителя, свойства зоны, в которую попала скважина;
- в случае гидропрослушивания – как сказывается на возможности решения этой задачи расстояние от скважин по разные стороны от сместителя до плоскости сместителя, свойства зон, в которую попали скважины;
- каковы должны быть времена исследования для решения этой задачи;
- какова должна быть чувствительность манометров, стабильность их работы;
- какова должна быть достоверность исходных данных для получения искомых параметров пласта и нарушения;
- каково влияние и способы учёта пространственного изменения проницаемости, пористости и сжимаемости пород внешней зоны нарушения;
- каково влияние и способы учёта анизотропии трещинной проницаемости пород во внешней зоне нарушения;
- каково влияние нескольких нарушений в зоне исследования выбранной скважины, и величин их проводимости;
- каковы требования к программному обеспечению, позволяющему моделировать рассматриваемую задачу (возможность моделирования узких зон, скорее всего, потребует применения мелких неравномерных сеток; необходимость учёта плавного изменения параметров с расстоянием от сместителя вместо наличия зон с постоянными средними характеристиками, необходимость учёта анизотропии, и т.п.).

**Фактически, можно сказать, что речь идёт о постановке специальной исследовательской темы, с примерным названием: «Совершенствование и детализация многозонной интерпретационной модели ГДИС, определение возможности и методики её использования для определения фильтрационной структуры и параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных залежах».**

15. В работе показано, что обнаружение в пласте в результате исследования *методом восстановления давления*:

- непроницаемой границы,
- слабопроницаемой границы,
- тонкого высокопроницаемого нарушения,
- высокопроницаемого трещиноватого коридора,

а также в результате исследования *методом гидропрослушивания*:

- непроницаемой условно бесконечной границы,
- непроницаемой условно полубесконечной границы большой протяжённости,

может быть осуществлено за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут), но только, если расстояние скважины от нарушения не превышает некоторое пороговое значение, которое зависит от проницаемости пласта. Для ориентировки можно использовать полученные в работе оценки такой зависимости.

16. При ГДИС вообще, а при исследовании дизъюнктивных нарушений в особенности, измерения должны быть выполнены крайне тщательно, с максимальным снижением всех вероятных ошибок любого рода. В частности, ошибки, возникающие при измерении давления и дебита, могут привести к тому, что кривая ГДИС будет вообще не интерпретируемой, либо тип структуры изучаемого участка будет определён неверно, либо параметры исследуемой скважины или нарушения будут оценены с большой погрешностью.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гаврилов В.П. Геотектоника. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ». - 2005. – 368 С.
2. Славкин В.С. Геолого-геофизическое изучение нефтяных продуктивных отложений. – М.: Изд-во МГУ. – 1999. – 160 С.
3. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. – М.: «Недра». – 1988. – 270 С.
4. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: «Недра». – 1968.
5. Еременко Н.А. Месторождения нефти и газа и их классификация. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: «Недра». – 1984. – С.227-234.
6. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: «Наука». – 1996. – 176 С.
7. Yielding G., Freeman B., Needham D. Quantitative Fault Seal Prediction// AAPG Bulletin. – 1997. – V.81. – 897- 917.
8. Ермолова Т.Е. Литологические признаки дизъюнктивных дислокаций (латеральных флюидоупоров) в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири// Геология нефти и газа. – 2003. – № 4. – С.14 – 18.
9. Судо Р.М. Гидрогеология нефтяных месторождений центральной части Западной Сибири в естественных условиях и при разработке// диссер. на соиск. уч. степ. к. г.-м. н. – Москва. – 2007.
10. Калинина Е.А. Геофизические исследования скважин в установлении разломно-блокового строения и условий формирования залежей углеводородов в присбросовых зонах// диссер. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – Ставрополь. - 2013.
11. Кривова Н.Р. Разработка и исследование системы эксплуатации коллекторов многопластовых месторождений с разрывными нарушениями// диссер. на соиск. уч.степ. к.т.н. – Тюмень. – 2009.
12. Мазо А.Б., Калинин Е.И., Булыгин Д.В. Моделирование двухфазной фильтрации в окрестности тектонического разлома нефтяного пласта//Георесурсы. – 2013. – т.53. – вып.3. – С. 14 – 16.
13. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учеб. для вузов. - М.: 000 "Недра-Бизнесцентр". – 2000. - 414 С.
14. Калинина Е.А., Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Разломно-блоковое строение месторождений по промыслово-геофизическим данным// Вестник Волгоградского государственного университета. – Сер. 10 «Инновационная деятельность». – 2012. – Выпуск 7. – с.81 – 84.
15. Лесной А.Н. Исследование влияния дизъюнктивных нарушений в юрских отложениях на строение залежей нефтяных месторождений

- Когалымского нефтегазоносного района// диссер. на соиск. уч. степ. к.г.м.н. – Москва. – 2015.
16. Салимов Ф.С., Мороз А.С. Способ разработки нефтяных месторождений// Патент на изобретение №: 2556094. – класс E21B. – 2014.
  17. Романчев М.А., Черных Д.Г., Кириллов А.И., Зеленов И.А., Накрайников А.А. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти// Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 66 – 69.
  18. Салимов Ф.С., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х. и др. особенности разработки залежей нефти, осложнённых тектоническими нарушениями//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №4. – С.25 – 32.
  19. Космачёва М.С., Индрупский И.М. Особенности разработки месторождений, осложнённых тектоническими нарушениями// Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7 (60). – С.52 – 57.
  20. Сианисян С.Э. Моделирование формирования залежей углеводородов в условиях разломно-блокового строения каменноугольных отложений западного борта Прикаспийской впадины (Волгоградская область) // диссер. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – Ростов-на-Дону. – 2012.
  21. Fredman N. Quantification of fault zone features in siliciclastic rocks: Implications for 3D fault modelling and fluid flow// PhD thesis. – Bergen: University of Bergen. – 2007.
  22. Kumar S., Sahoo M., Chakrabarti S.K. Multi-Disciplinary Approach to Fault Seal Integrity Analysis: A Case Study from Jambusar Field Cambay Basin, India// 10th Biennial International Conference & Exposition. – 2013. – P 058.
  23. Владимиров И.В., Бакиров И.И., Лощева З.А., Хисамутдинов Н.И. К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяжёнными зонами разуплотнения коллектора// нефтепромысловое дело. – 2017. – №7. – С.5 – 9.
  24. Лесной А.Н., Бочкарев А.В., Бронскова Е.И. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учёта дизъюнктивных нарушений и анализа геолого-технических мероприятий// Нефтепромысловое дело. – 2014. – №9. – С. 12 – 16.
  25. Афонин Д.Г. Совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов на основе комплексного анализа информации о сдвиговых дислокациях юрских залежей// диссер. на соиск. уч. степ. к.т.н. – 2009. – Тюмень.
  26. Сапрыкина А.Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья// диссер. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – Москва. – 2002.
  27. Славкин В.С., Шик И.С., Дахнова М.В., Назарова Е.С. О роли малоамплитудных дизъюнктивных дислокаций в формировании скоплений углеводородов в природных резервуарах Западно-Сибирского

- нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2002. – №1. – С.37-41.
28. Глухманчук Е.Д., Василевский А.Н. Методика детального анализа структуры поля деформаций по данным сейсморазведки и некоторые результаты её применения на месторождениях Западной Сибири // В кн.: "Геофизические методы изучения земной коры". – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ. – 1998. – С. 131-139.
29. Глухманчук Е.Д., Василевский А.Н. Структура полей деформаций и неоднородность фильтрационных свойств коллекторов на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири // Труды школы-семинара «Физика нефтяного пласта». – Новосибирск: Научно-образовательный центр «ЮКОС-НОВОСИБИРСК». – 2002. – С.39-41.
30. Бондаренко П.М., Захаров В.В., Зубков М.Ю. и др. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – №14. – С.25-35.
31. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11-12. – С.31-40.
32. Писецкий В.Б., Федоров Ю.Н. Динамико-флюидный метод прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (под редакцией Шпильмана В.И. и др.). – Ханты-Мансийск. – 1998. – С. 124-128.
33. Гутман И.С., Копылов В.Е., Котов Ф.С., Бронскова Е.И. Корреляция геолого-геофизических разрезов скважин с помощью программы «Геокор-2» // Геология нефти и газа. – 2002. – №1. – С.42-52.
34. Гогоненков Г.Н., Лаврик А.С., Эльманович С.С. Зарождающиеся горизонтальные сдвиги в тектонике северной части Западной Сибири // журнал ЕАГО «Геофизика». – спец. вып. «Технологии сейсморазведки-1». – 2002. – С.54-62.
35. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Сбросы и сбросо-сдвиги в нефтегазовой геологии. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – 221 С.
36. Остроухов СБ., Бочкарев В.А. Модель строения и формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2009. – № 3. – С.17-24.
37. Бочкарев В.А. Моделирование нефтегазоносных объектов. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – 246 С.
38. Wang Chao, Dong Yingjie. The lower limit prediction method of fault lateral sealing and its application in the sand-shale interbed // IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN). – 2016. – V.06. – Issue 05. – P.14-16.

39. Славкин В.С., Шик Н.С., Сапрыкина А.Ю. К вопросу о дизъюнктивно-блоковом строении природных резервуаров Западно-Сибирского НГБ // Геология нефти и газа. – 2001. – № 4. – С. 40–46.
40. Хромова И. Ю. Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // Технология сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 62—69.
41. Твердохлёбов Д.Н. Разработка методики выделения и использования сейсмических волн от дизъюнктивных нарушений с целью повышения надёжности и детальности их картирования // Диссер. на соиск. уч. степ. к. т. н. – Москва. – 2011.
42. Никульшин И.А. Условия формирования и прогноз нефтеносности отложений баженовской свиты на примере Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадей // Диссер. на соиск. уч. степ. к. г.-м. н. Москва. 2008.
43. Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамическая модель резервуара с кремнисто-глинистым коллектором (на примере баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири) // Геология нефти и газа. № 10. 1999.
44. Вертиевец Ю.А. Геологическое обоснование освоения трудноизвлекаемых запасов нефти кероген-глинисто-силицитовых пород баженовской свиты района Краснотеннинского свода // Диссер. на соиск. уч. степ. к.г.-м. н. Москва. 2011.
45. Смолин А.С. Литологические особенности и нефтегазоносность баженовской свиты на территории Среднего Приобья // Диссер. на соиск. уч. степ. к. г.-м. н. Москва. 2006.
46. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Ахапкин М.Ю. и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения // Геофизика. №4. С. 211—218. 2007.
47. Фурсов А.Я., Вендельштейн Б.Ю., Постников А.В., Постников Е.В. и др. Разработка методики, подсчет геологических и оценка извлекаемых запасов нефти и газа Салымского месторождения (пласт ЮС<sub>0</sub>). Геологический отчёт ООО «Квант» / Геологический фонд по Ханты-Мансийскому округу. 2002.
48. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. № 6. С. 1—10. 1980.
49. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи // Недропользование XXI век. Вып. 7. С. 32—37. 2015.
50. Клубова Т.Т. Глинистые коллектора нефти и газа. М.: «Недра». 157 с. 1988.
51. Полищук А.М., Власов С.А., Салганик Р.Л. и др. Проблема интенсификации добычи нефти из коллекторов месторождений Западной Сибири // Бурение и нефть. № 10. С. 30—35. 2003.



52. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х., Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления// Нефтепромысловое дело. – 1996. – №6. – С. 13-18.
53. Копылов В.Е., Лобусев А.В., Бронскова Е.И., Лесной А.Н., Бочкарев А.В. Уточнение строения верхнеюрской залежи Ватьеганского месторождения по данным геолого-гидродинамических исследований // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 12. – С. 46 – 49.
54. Стовбун Ю.А., Светлов К.В., Теплоухова И.А., Алимчанова Л.Х., Павлов В.Ю. Влияние неотектонических движений на строение верхнеюрских залежей нефти месторождений Александровского мегавала // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. докл. – Ханты-Мансийск. – 2003. – Т. I. – С. 329-334.
55. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн - метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса// Геология нефти и газа. – 2008. – №3.
56. Хромова И.Ю. Способ исследования вертикальных зон трещиноватости// патент РФ №2415448. – 2009.
57. Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д. и др. Контроль выработки запасов на основе комплексирования результатов индикаторных исследований и определения оптических свойств флюида // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №1.
58. Шацкий А.В., Митрофанов А.Д. и др. «Имитационное» гидропрослушивание и новые возможности метода трассерных исследований// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – №8.
59. Саулей В., Мамяшев Т., Макиенко В. Цель - повышение нефтеотдачи пласта// Нефть России. – 2010. – №6.
60. Иванов С.А., Галимов Ш.С. и др. Оценка состояния разработки объекта ЮВ1 Повховского месторождения по результатам индикаторных (трассерных) исследований// Нефтепромысловое дело. – 2010. – №6.
61. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.Л. Индикаторные методы изучения нефтегазовых пластов. – М.: «Недра». – 1986. – 157С.
62. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования// Геология нефти и газа. – 1999. -№11 – 12.
63. Вершовский В.Г., Голованов М.П., Кулина Е.Г. Зоны повышенной флюидопроводимости в нижнемеловых отложениях северо-востока Ставропольского края// Геология нефти и газа. – 2001. – №3.
64. Вишнякова Л.В. Анализ применения трассерных исследований на Приобском месторождении// Труды VI научно-практической конференции «Нефтегазовые технологии». – 2009. – Самара. – С.84 – 88.
65. Бахтияров Г.А., Митрофанов А.Д. и др. Коррекция процесса разработки объекта ЮВ1 Западно-Могутлорского месторождения на основе проведения комплексных гидродинамических (трассерных) и

- дистанционных исследований// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №2.
66. Вишнякова А.В., Ивонтьев К.Н., Кабо В.Я., Хальзов А.А., Кротов С.А. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства на месторождениях Оренбургской области// Нефтяное хозяйство. – 2010. – №4.
  67. Голубков Д.Е. Индикаторные исследования потоков закачиваемых вод на Северо-Вахском месторождении// Труды научного симпозиума студентов и молодых учёных «Проблемы геологии и освоения недр». – 2005. – Самара. – С.11 – 15.
  68. Коровин К.В., Севастьянов А.А. Медведский Р.И. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой// Вестник недропользователя ХМАО. – 2005. – №15.
  69. Медведский Р.И. Концепция струйного вытеснения нефти водой. // Вестник Удмуртского университета. — Ижевск – 2002. – №9. – С.121-129.
  70. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: «Недра». – 1993. – 416 С.
  71. Трофимов А.С., и др. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления Нефтепромысловое дело. – 1996. – №6 С.
  72. Суслик Н.Н., Долгих М.Е. и др. Способ разработки залежи углеводородов// авторское свидетельство №1806262 – класс E21B 43/30, 43/20. – 1993.
  73. Трофимов А.С., Леонов В.Н., Кривова Н.Р. и др. патент РФ № 2292453. – класс E21B 43/30, 43/16. – 2005.
  74. Хисамов Р.С., Бакиров И.М., Лощева З.А. и др. патент РФ № 2526082. – класс E21B43/20. – 2013.
  75. Watts N.L. Theoretical aspects of cap-nick and fault seals for single and two phase hydrocarbon columns, Marine and Petroleum Geology. 1987, v. 4, p. 274-307.
  76. Торсунов А.В., Звягин Г.А., Опалев В.А., Фусс В.А.Способ разработки нефтяного месторождения в тектонически осложнённых осадочных толщах// патент РФ 2067166. – класс E21B43/20. – 1995.
  77. Сергеев А.Б., Спиваков В.В. Способ разработки залежей углеводородов// авторское свидетельство СССР №2148166. – класс E21B 43/30. –1999.
  78. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Под редакцией В.Н. Петерсилье, В.И. Пороскуна и Г.Г. Яценко. - М.-Тверь: ВНИГНИ, ИПЦ «Тверьгеофизика». – 2004. - 250 С.
  79. Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. – М.: «Недра». – 1964. -208 С.
  80. Копилевич Е.А., Давыдова Е.А., Славкин В.С., Мушин И.А. Способ геофизической разведки для выявления малоамплитудных тектонических

- нарушений нефтегазопродуктивных горных пород//патент РФ. – № 2183335. – 2002.
81. Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 16-21.
  82. Кушнарев И.П. Методы изучения разрывных нарушений. Москва: «Недра». – 1977. – 248 С.
  83. Большаков Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа. Курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2003. – 66 С.
  84. Гарипов О.М., Долгих М.Е., Сивак А.В., Коршунов А.Ю., Суслик Н.Н. Способ разработки залежей углеводородов //патент РФ. – №1806261. – Е 21 В 43/30, 43/00/ – 1991.
  85. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. № 6. С. 1—10. 1980.
  86. Редкоп В.А., Касимов А.Н., Ким В.В., Шафиков Р.Р. Выявление малоамплитудного нарушения по данным НВСП//Труды Гальперинских чтений. – 2011. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20144268> Actions. Cite. Metadata as JSON87.
  87. Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л., Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки// Геология нефти и газа. – 2007. – №5.
  88. Ворошилова М.С. Технология сейсмогеологического изучения нефтеперспективных нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // диссер. на соиск. уч. степ. к.т.н.: Москва. – 2002.
  89. Копилевич Е.А. Мушин И.А. Лисунова О.В. Методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза//Геофизика. – 2008. – №3. – С.22 – 27.
  90. Ермолова Т.Е., Колосков В.Н., Холмянская Н.Ю. Гаврилова Е.Н. Ядрышников С.Л. Прогноз коллекторов по данным сейсморазведки и палеогеографические предпосылки формирования неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Нюрольской мегавпадины (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2007. – №4.
  91. Афанаскин И.В., Крыганов П.В., Вольпин С.Г., Егоров А.А. Анализ добычи. Комплексирование исследований скважин и численного моделирования разработки нефтяных месторождений в рамках учебного проекта «Цифровое месторождение» (СурГУ – НИИСИ РАН – РФЯЦ) // Северный регион: наука, образование, культура, № 2 (32), том II, 2015. – с. 8-18.
  92. Колеватов А.А., Штейнберг Ю.М., Афанаскин И.В. Уточнение геологического строения терригенных коллекторов с помощью численного моделирования // VII Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле (с участием

- иностранных специалистов): материалы конференции. Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. С. 339-340.
93. Arps J.J. Analysis of Decline Curve // Trans AIME (1945) 160. P. 228-247.
  94. Fetkovich M.J., Decline Curve Analysis Using Type Curves // Paper SPE 4629. 1980.
  95. Doublet D.E., Oandе P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Material Balance Tame // Paper SPE 28688. October 1994. P. 1-23.
  96. Blassingame T.A., Johnston J.L., LEE W.J. Type Curve Analysis Using the Pressure Integral Method // Paper SPE 18799. Presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakers Field. April 5-7. 1989.
  97. РД 153-39.0-109-01 Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: ФГУ "Экспертнефтегаз" Минэнерго РФ, Кафедра "Нефтегазовый бизнес" РАНГиГС. – 2002. – 76 С.
  98. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И. и др. Гидродинамические методы исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2000. – 228С.
  99. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: «Недра». – 1984. – 269 С.
  100. Аманат Чодри. Гидродинамические исследования нефтяных скважин/ Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг». – 2011. – 687 С.
  101. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс. – 2008. – 476 С.
  102. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: «Наука». – 1998. – 304 С.
  103. Spivey J.P., Lee W.J. Applied Well Test Interpretation. – SPE. – 2013.
  104. Well Test Interpretation. – Schlumberger. – SMP-7086-5. – 2002.
  105. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин. – М.: «Библиотека нефтяного инжиниринга». – 2007.
  106. J.L. Landa, R.N. Horne. "A Procedure to Integrate Well Test Data, Reservoir Performance History and 4-D Seismic Information into a Reservoir Description", Paper SPE, presented at the 1997 Annual Technical Conference, San-Antonio, Texas, October 1997.
  107. Кузеванов А.В. «Разработка и программная реализация алгоритмов оценки взаимодействия скважин нефтяных месторождений», дипломная работа, ТомскГУ, руководитель д.т.н. В.Л.Сергеев, Томск, 2003 год.
  108. М.И. Кузьмин. Исследования особенностей нелинейно-динамических процессов, при эксплуатации скважин на месторождениях высоковязких нефтей, на примере Усинского месторождения. <http://pandia.ru/text/77/494/92630.php>.

109. Берман Л.Б., Жабрєв И.П., Рыжик В.М., Юдин В.А. Фильтрационные модели неоднородных газовых залежей // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1983. – вып.4.
110. Waid M.C., Fensky Ch. Multi-Well Interference Testing and In-Situ Reservoir Behavior Characterization// USA patent. – Patent application № 20110251796. – 2011.
111. Salee N., Rasolofosaon P. Method of locating hydraulic barriers within a geological gas storage layer// USA patent. – Patent application №20120166088. – 2012.
112. Song Liu, Lixin Tian et. al. Method for optimizing well production in reservoirs having flow barriers// USA patent. – Patent application №20100071897. – 2010.
113. Байков И.Р., Смородов Е.А., Деев В.Г. Анализ временных рядов как метод прогнозирования и диагностики в нефтедобыче// Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 71-74.
114. Салаватова Р.Ш. Анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений// Нефтегазовое дело. – 2006. – С. 1 – 6.
115. Al-Quaimi B.I., Ansah J., Al-Shehab M.A., Al-Ajmi F.A. Field-wide Interference Test for Understanding the Hydraulic Communication between Two Stacked Reservoirs// SaudAramco Journal of Technology. – Summer 2010.
116. Cheng Y., Wang Y., McVay D. A., Lee W. J. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2005. – P.1 – 13.
117. von Schroeter Th., Hollaender F., Gringarten A.C. Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconvolution. – SPE 77688. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2002.
118. Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A. Deconvolution of Variable-Rate Reservoir-Performance Data Using B-Splines// SPEREE. – V.9. – №4. – P.582 – 595.
119. Xiaogang Li. Processing and Analysis of Transient Data from Permanent Down-hole Gauges (PDG)// PhD thesis. – Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – 2009.
120. Zheng Shi Yi, Xiaogang Li. Analyzing Transient Pressure From Permanent Downhole Gauge (PDG) using wavelet method// Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – Paper SPE 107521. – 2007.
121. Zheng Shi Yi, Xiaogang Li. Transient Pressure analysis of 4D reservoir system response from permanent downhole gauge (PDG) for reservoir monitoring, testing and management// Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – Paper SPE109112. – 2007.
122. Zheng Shi Yi, Xiaogang Li. Individual well flowing rate recovery from transient pressure with either assigned daily rate or total cumulative

- production of the well or group of wells through wavelet approach// Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009.
123. Horne R.N. Listening to the Reservoir—Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges// Journal of Petroleum Technology, – V.59. – №12. – P.78–86.
  124. Zhuoyi Li. Interpreting horizontal well flow profiles and optimizing well performance by downhole temperature and pressure data// PhD thesis. – Texas A&M University. – 2010.
  125. Masahiko Nomura. Processing and interpretation of pressure transient data from permanent downhole gauges// PhD thesis. – Stanford University. – 2006.
  126. Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. – SPE 111269. – 2007.
  127. K. Yoshioka, P. Dawkrajai, A. A. Romero, Ding Zhu, A. D. Hill, L. W. Lake. A Comprehensive Statistically-Based Method to Interpret Real-Time Flowing Measurements. – Texas A&M University Report. – 2007.
  128. Ilk D., Mattar L., Blasingame T. A. Production Data Analysis — Future Practices for Analysis and Interpretation// 8th Canadian International Petroleum Conference. – Paper 2007-174. – 2007.
  129. Athichanagorn S. Development of an Interpretation Methodology for Long-term Pressure Data from Permanent Downhole Gauges// PhD thesis. – Stanford University. – 1999.
  130. Athichanagorn, S., Horne, R.N., Kikani, J. Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired from Permanent Pressure Gauges// SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – V. 5. – №5. – P. 384-391.
  131. Kuchuk F., Carnegie A., Sengul M. The Future of Reservoir Management// Middle East & Asia Reservoir Review. – 2004. – №5. – P.51 – 67.
  132. Konopczynski M. Intelligent well technology maximizes recovery, reduces costs// Offshore. – 2003. – V. 63. – № 1. – P.58 – 63.
  133. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Технология и техника добычи нефти. – М.: «Недра». – 1986. – 386 С.
  134. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Этюды о моделировании сложных систем нефтеотдачи. – Уфа: «Гирем». – 1999. – 464 С.
  135. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. – Баку: «Елм». – 1997. – 408 С.
  136. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: «Недра». – 1977. – 232 С.
  137. Васильев В.В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин// Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – С.30 – 32.
  138. Казаков А.А., Казаков В.А. Использование корреляционно-регрессионного анализа для изучения интерференции скважин// Нефтяное хозяйство. – 1983. – №12. – С.47 – 50.

139. Olsen S., Nordtvedt J. Experience from the use of automatic well-test analysis// Paper SPE 102920. – 2006.
140. Shepherd C.E. et al. Use and application of permanent downhole pressure gauges in the Balmoral Field and satellite structures// SPE Production Engineering. – 1991. – V.6. – №3. – P.271-276.
141. Kuchuk K. et al. Decline curves from deconvolution of pressure and flow-rate measurements for production optimization and prediction// Paper SPE 96002. – 2005.
142. Laws M.S. et al. Permanent downhole pressure gauges help underpin feasibility of miscible gas flood// Paper SPE 93553. – 2005.
143. Haddad S. et. al. A method to diagnose depletion, skin, kh and drive mechanism effects using reservoir monitoring data// Paper SPE 90032. – 2004.
144. Unneland T., Haugland T. PDGs used in reservoir management of complex North sea oil fields// SPE Production & Engineering. – 1994. – V.9. – №3. – P. 195-203.
145. Коробейникова А.Е. Прогноз внедрения интеллектуальных скважинных систем//I Международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: мировой опыт и современные технологии, ИНМЕСТОР-2012»
146. Jeffery J., Thomas A., Veneruso T., Unneland T. Permanent Monitoring - Looking at Lifetime Reservoir Dynamics// Oilfield\_review. – Winter 1995. – P. 32 – 46.
147. Liang-Biao Ouyang, Ramzy Sawiris. Production and Injection Profiling: A Novel Application of Permanent Downhole Pressure Gauges// Paper SPE 84399. – presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2003.
148. Хозяинов М.С. Разработка методики применения трития при решении нефтепромысловых и геологоразведочных задач// дисс. на соиск. уч. степ. к. т. н. – Москва: 1978.
149. Зайцев В.И., Соколовский Э.В., Султанов С.А., Хозяинов М.С., Шимелевич Ю.С., Юдин В.А. Применение тритиевого индикатора для контроля за разработкой нефтяных месторождений СССР. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – 40 С.
150. Соколовский Э.В., Чижов С.Н., Тренчиков Ю.И. и др. Методическое руководство по технологии проведения трассерных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. РД 39-014-7428-235-89. – Грозный: СевКавНИПИнефть. – 1989. – 79 С.
151. Чернокожев Д.А. Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов// дисс. на соиск. уч. степ. к. т. н. – Дубна 2008.
152. Зайцев В.И. Разработка методики контроля за движением закачиваемых вод с применением тритиевого индикатора в условиях рассредоточенных

- систем заводнения (на примере Ромашкинского месторождения) // дисс. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – Бугульма. – 1983.
153. Кузьмин Ю.А. Разработка методики оценки послойной фильтрационной неоднородности коллекторов юрского возраста Западной Сибири// дисс. на соиск. уч. степ. к. г.-м.н. – М. –1985.
154. Хозяинов М.С., Веселов М.В., Зайцев В.И. и др. Методические рекомендации по использованию тритиевого индикатора для контроля разработки нефтяного месторождения. – М.: ВНИИГеоинформсистем. – 1987.
155. Хозяинов М.С., Веселов М.В., Иванов В.С., Кузьмина Г.С. и др. Методические рекомендации по количественной интерпретации данных индикаторных исследований межскважинного пространства нефтяных месторождений. – М.: ВНИИГеоинформсистем. –1988.
156. Леонов И.В. Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (на примере месторождений Западной Сибири) // дисс.на соиск. уч. степ. к.т.н.– Москва. – 2011.
157. Трофимов А.С., и др. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления// Нефтепромысловое дело. –1996. – №6.
158. Кузьмина Г.И., Мурадян А.В., Хозяинов М.С. Применение меченой тритием нефти при индикаторных исследованиях нефтяных месторождений// Геология нефти и газа. – 1990. – №1.
159. Бронскова Е.И. Структурно-фациальные неоднородности и прогноз продуктивности юрских отложений Верхнелемяминского вала (Западная Сибирь) // дисс.на соиск. уч. степ. к.г.-м.н.– Москва. – 2018.
160. Султаншина Т.Р. Изучение влияния блоковой тектоники на особенности залегания продуктивного горизонта  $BC_{10}^{2+3}$  Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения// дисс.на соиск. уч. степ. к.г.-м.н.– Москва . – 2017.
161. Шпиндлер А.А. Оценка проницаемости разрывных нарушений Кошильской площади// Сборник докладов Шестой региональной науч.-техн. конф. молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск: «ТМЛ-Пресс». – 2013. – С. 62–65.
162. Шпиндлер А.А. Оценка проницаемости и влияния разрывных нарушений на разработку Кошильской площади и Ломового месторождения//// Сборник докладов Седьмой региональной науч.-техн. конф. молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск: «ТМЛ-Пресс». – 2014. – С. 88 – 91.
163. Sorkhabi R., Suzuki. U., Sato D. Structural Evaluation of Petroleum Sealing Capacity of Faults // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Manager. Yokohama, 2000 S. 230–239.
164. Dynamic Flow Analysis - v4.02 - KAPPA 1988-2007.



165. Крыганов П.В. Методы повышения достоверности результатов гидродинамических исследований нефтяных пластов и скважин //диссер. на соиск. уч. степ. к.т.н. – Москва. – 2012.
166. Калмыков А.В., Минебаев Р.Р., Мартынчук Р.М., Никифоров А.И. Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях (на примере объектов разработки ЗАО «ТАТЕХ») //Георесурсы. – 2013. – Т.53. — вып.3. – С.17 – 21.
167. Spivey John P., Lee W. John. Applied Well Test Interpretation//SPE Textbooks Series. – V.13. – 2013.
168. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Dynamic Data Analysis. – V 5.12. – Kappa Engineering. – 2017. – 743 P.
169. Kuchuk F.J., Nabashy T. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs. – SPE-24678-PA. – 1997.
170. Кушнарев И. П. Методы изучения разрывных нарушений. – М.: «Недра». – 1977. – 248 С.
171. Лобацкая Р.М. Структурная зональность разломов. – М.: «Недра». – 1987. – 128 С.
172. Бурзунова Ю.П. Трещины горных пород вблизи разломов: особенности применения структурно-парагенетического анализа// Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т.8. – №3. – С.673–693.
173. Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. – М.: «Научный мир». – 2001. – 120 С.
174. Семинский К.Ж. Внутренняя структура континентальных разломных зон. Тектонофизический аспект. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, Филиал «Гео». – 2003. – 244 С.
175. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. -200 С.
176. Крыганов П.В., Вольпин С.Г. О классификации ошибок при проведении гидродинамических исследований скважин. Сб. научн. тр. / ОАО "ВНИИнефть". – М., 2012. - Вып. 147, С. 72-79.
177. Вольпин С.Г., Саитгареев А.Р., Корнаева Д.А., Афанаскин И. В. О погрешности определения фильтрационных параметров пласта по результатам гидродинамических исследований скважин при использовании датчиков давления телеметрических систем. М.: ОАО «ВНИИ нефть», 2013. Сб. научн. трудов. Выпуск 149. – С. 83-102.
178. Криночкин В.Г. Дислокации орточехла центральной части Среднеобского района Западной Сибири//Вестник недропользователя ХМАО. – 2003. - №12.
179. Астафьев Д.А. Природа и роль дизъюнктивных нарушений в бассейногенезе и контроле зон нефтегазоаккумуляции// Презентация. – ВНИИГаз. – 2017. [http://www.ifz.ru/fileadmin/user\\_upload/subdivisions/506/OMTS/2017/26.04/Astafiev\\_report.pdf](http://www.ifz.ru/fileadmin/user_upload/subdivisions/506/OMTS/2017/26.04/Astafiev_report.pdf).

180. Трегуб А.И. Разрывные нарушения в фундаменте и осадочном чехле территории Воронежского кристаллического массива (ВКМ)// Вестник Воронежского университета. – Геология. – 2000. – Вып. 5(10).
181. Фомин М.А., Беляев С.Ю, Ершов С.В. Пликативная и дизъюнктивная тектоника мезо-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба//Геология нефти и газа. – 2011. – №5. – С.128 – 132.
182. Ивченко О.В., Поляков Е.Е., Ивченко М.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-кембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) // Вестник газовой науки. – 2016. – №1(25). – С.40 – 62.
183. Репин А.Г. Разломы, линеаменты, дизпликаты Севера Западной Сибири. <http://terraexploro.com/docs/Alexey-Repin-Displicates.htm>.
184. Арчegov В. Б. Блоковая делимость земной коры и нефтегазоносность: теория и методика исследований//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №2.
185. Пенягин П.В., Язьков А.В., Стовбун Ю.А., Ульянова В.П., Шевцова Е.Ю. Новая сейсмогеологическая модель Яро-Яхинского месторождения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2016. – № 8. – С.20 -27.
186. Крапивнер Р.Б. Бескорневые неотектонические структуры. - М.: Недра, 1986, 204 С.
187. Таруц Г.М., Гайдебурова Е.А. Строение нефтеносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) // В сб. «Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей». С. 80—98. Новосибирск: ИГ и Г СО АН СССР. 1970.
188. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Баженовская свита - уникальный природный резервуар нефти // Электронный журнал «Нефтегаз». 24. 10.2008.
189. Skorobogatov V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives// Proceedings of gas industry research and development. – Moscow:Gazprom VNIIGAZ. – 2015. – P. 54–70.
190. Предтеченская Е.А., Фомичёв А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №1.
191. Ребецкий Ю.Л., Сим Л.А., Маринин А.В. От зеркал скольжения к тектоническим напряжениям. Методы и алгоритмы. – Москва: Издательство ГЕОС. – 2017 – 234 С.

192. Сим Л.А. Применение полевых методов реконструкции тектонических напряжений по данным о разрывах для решения теоретических и практических задач // Современная тектонофизика. Методы и результаты. Материалы Второй молодежной тектонофизической школы-семинара, 17-21 октября 2011г., ИФЗ РАН, Москва. – М.:ИФЗ РАН. – 2011. – Т. 2 «Лекции». – С. 156-171.
193. Ребецкий Ю.Л., Михайлова А. В. Роль сил гравитации в формировании глубинной структуры сдвиговых зон// Геодинамика и тектонофизика. – 2011. – Т.2.– № 1. – С. 45–67.
194. Булгаков С.А. Оценка и прогнозирование показателей структурной неоднородности терригенных коллекторов по данным промыслово-гидродинамических исследований // дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург. – 2015.
195. Булгаков С.А. Ольховская В.А. Диагностирование фактора трещиноватости в терригенном пласте по геологическим данным и результатам ГДИ // Нефть. Газ. Новации. - 2010. - № 4. – С. 6-9.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

**Результаты численного моделирования ГДИС для оценки величин проницаемости пласта и расстояния от нарушения до исследуемой скважины (скважин), при которых для обнаружения нарушения применение ГДИС целесообразно**

### **1. Постановка задачи**

Для оценки того, в каких ситуациях проведение ГДИС для выделения нарушения целесообразно, было проведено аналитическое и численное моделирование ГДИ вертикальных скважин методом восстановления давления и методом гидропрослушивания.

Во всех расчётах использовались следующие параметры модели:

- ✓ толщина пласта - 20 м.,
- ✓ пористость - 20 %,
- ✓ проницаемость – рассматривались варианты с различными значениями в диапазоне 5-1000 мД,
- ✓ коэффициент упругоёмкости пласта –  $12,5 \cdot 10^{-5}$  см<sup>2</sup>/кг,
- ✓ начальное пластовое давление – 200 кг/см<sup>2</sup>,
- ✓ нефтенасыщенность – 100 %,
- ✓ объёмный коэффициент нефти – 1,2 ед.,
- ✓ вязкость нефти – 1 сПз,
- ✓ радиус скважины – 0,108 м.,
- ✓ скин-фактор скважины – 0 ед.,

✓ расстояние между скважинами для гидропрослушивания – рассматривались варианты 100, 500 и 1000 м.

В скважинах вскрывался весь пласт. Для моделирования эффекта ствола скважины использована модель с постоянным объёмом ствола скважины при значении коэффициента  $C = 0,023 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2 / \text{кг}$  (что соответствует частично заполненному жидкостью стволу скважины). Все расчёты проведены в пакете Saphir компании КАРРА.

При моделировании ГДИС методом восстановления давления рассчитывалась динамика изменения забойного давления в одиночной скважине после её запуска в невозмущённом пласте с установившемся дебитом  $100 \text{ м}^3 / \text{сут}$  с последующей остановкой скважины через 30 сут и расчётом кривой восстановления давления. Анализ результатов моделирования проводился по стандартным графикам в билогарифмических координатах (динамика во времени изменения забойного давления по сравнению с его значением перед началом восстановления давления и производной этого изменения давления по логарифмической функции времени). Эти графики использовались как для идентификации модели пласта и определения характерных времён проявления границ, так и для оценки разрешающей способности рассматриваемого вида ГДИС.

При моделировании метода гидропрослушивания рассчитывалась динамика изменения забойного давления в реагирующей скважине после запуска в работу возмущающей скважины в невозмущённом пласте с дебитом  $100 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . Анализ результатов моделирования проводился по стандартным графикам в билогарифмических координатах (динамика во времени изменения забойного давления по сравнению с его значением перед началом возмущения). Эти графики использовались для оценки времени регистрации прибором отклика в реагирующей скважине от возмущения пласта путём пуска возмущающей скважины. Для выявления наличия границ и их типов при интерпретации результатов гидропрослушивания стандартные графики в билогарифмических координатах использовать неправомерно. Для этих целей производная реакции на возмущение должна вычисляться по интегральной показательной функции, которая в случае гидропрослушивания не может быть заменена логарифмической функцией для большинства реальных сочетаний значений фильтрационных и геометрических параметров. Однако для этой цели можно использовать другие графики.

В однородном бесконечном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой реакция на пуск скважины может быть вычислена следующим образом [97 – 105, 175]:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{2\pi kh} P_D, \quad (\text{П.1})$$

$$P_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{R_D^2}{4t_D}\right), \quad t_D = \frac{\chi t}{r_w^2}, \quad R_D = \frac{R}{r_w},$$

где  $\Delta p$  - реакция на возмущение,  $Q$  - дебит возмущающей скважины,  $\mu$  - вязкость жидкости,  $k$  - проницаемость пласта,  $h$  - эффективная мощность пласта,  $\chi$  - пьезопроводность пласта,  $t$  - время после начала возмущения,  $R$  - расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами,  $-Ei(-x)$  - интегральная показательная функция,  $r_w$  - радиус скважины,  $P_D$  - безразмерное давление,  $t_D$  - безразмерное время,  $R_D$  - безразмерное расстояние.

Соотношения (П.1) верны при выполнении следующих условий [97 – 105]:

$$\begin{cases} R_D \geq 20, \\ \frac{t_D}{R_D^2} \geq 0.5, \text{ либо } \frac{t_D}{R_D^2} \geq 25. \end{cases} \quad (\text{П.2})$$

Следовательно, в однородном бесконечном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой реакция на возмущение при гидропрослушивании в координатах «реакция – интегральная показательная функция» должна иметь форму прямой линии, выходящей из начала координат, а производная от этой реакции по интегральной показательной функции в координатах «производная реакции – интегральная показательная функция» должна иметь форму прямой линии, параллельной оси абсцисс [97 – 105].

Поэтому, для идентификации модели пласта и определения характерных времён проявления границ по результатам гидропрослушивания, можно использовать графики «реакция – интегральная показательная функция» и «производная реакции – интегральная показательная функция». Для случая однородного бесконечного пласта с непроницаемой кровлей и подошвой графики реакции и её производной будут иметь описанную выше форму. Для случая пласта с границами различных видов эти графики будут отклоняться от формы для однородного пласта. Это позволяет идентифицировать модель пласта и определить характерные времена проявления границ при интерпретации результатов гидропрослушивания.

В данной работе на графики «реакция – интегральная показательная функция» и «производная реакции – интегральная показательная функция» нанесены зависимости  $-Ei(-x)$  от времени  $t$  в модели бесконечного однородного пласта с непроницаемой кровлей и подошвой, где  $x = R_D^2/(4t_D)$ . Кривая  $-Ei(-x) = f(t)$  имеет справочный характер и позволяет при заданном значении времени  $t$  оценить изменение давления  $\Delta p$  и его производную  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$ .

## 2. Моделирование ГДИС методом восстановления давления

Для случая проведения ГДИС методом восстановления давления рассмотрены следующие четыре модели пласта:

1. с непроницаемой бесконечной границей;
2. со слабопроницаемой границей;
3. с высокопроводящим разломом;
4. с трещиноватым коридором.

Ниже приведено описание этих четырёх моделей.

### 2.1 Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей

Данная модель является аналитической. В модели пласта с непроницаемой бесконечной границей нарушение без смещения представлено непроницаемой границей бесконечной протяжённости.

Определяемым параметром являлось расстояние от исследуемой скважины до границы  $L$ , рис. П1. Рассмотрены варианты со значением расстояния  $L$  - 100, 500 и 1000 м. при проницаемости пласта  $k$  - 5, 10, 50, 100, 500 и 1000 мД.

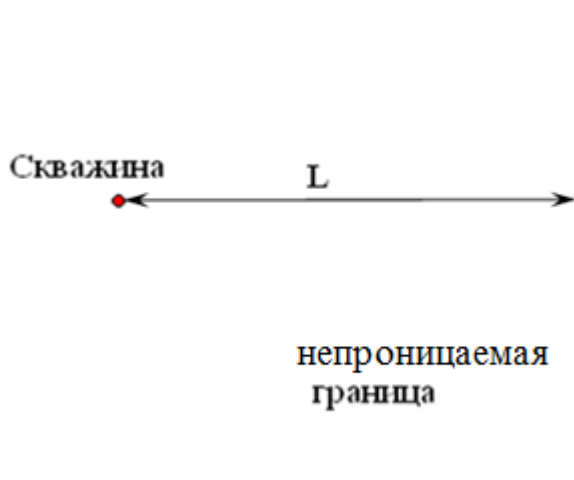
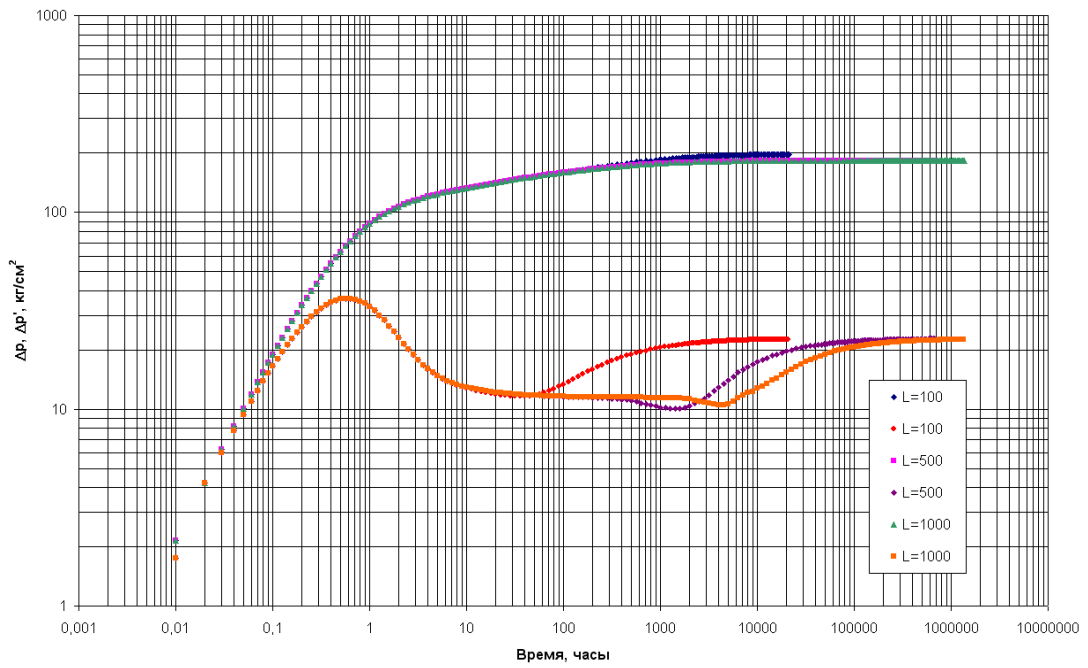
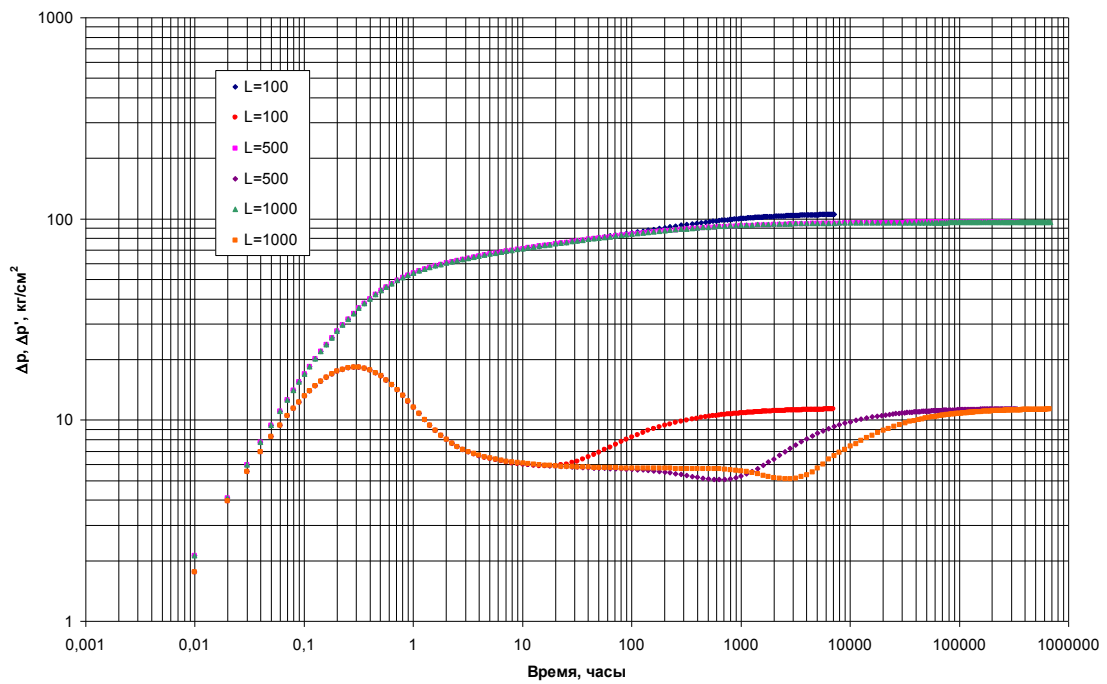


Рис. П1. Расположение скважины и границы в модели пласта с непроницаемой бесконечной границей; моделирование исследования методом восстановления давления

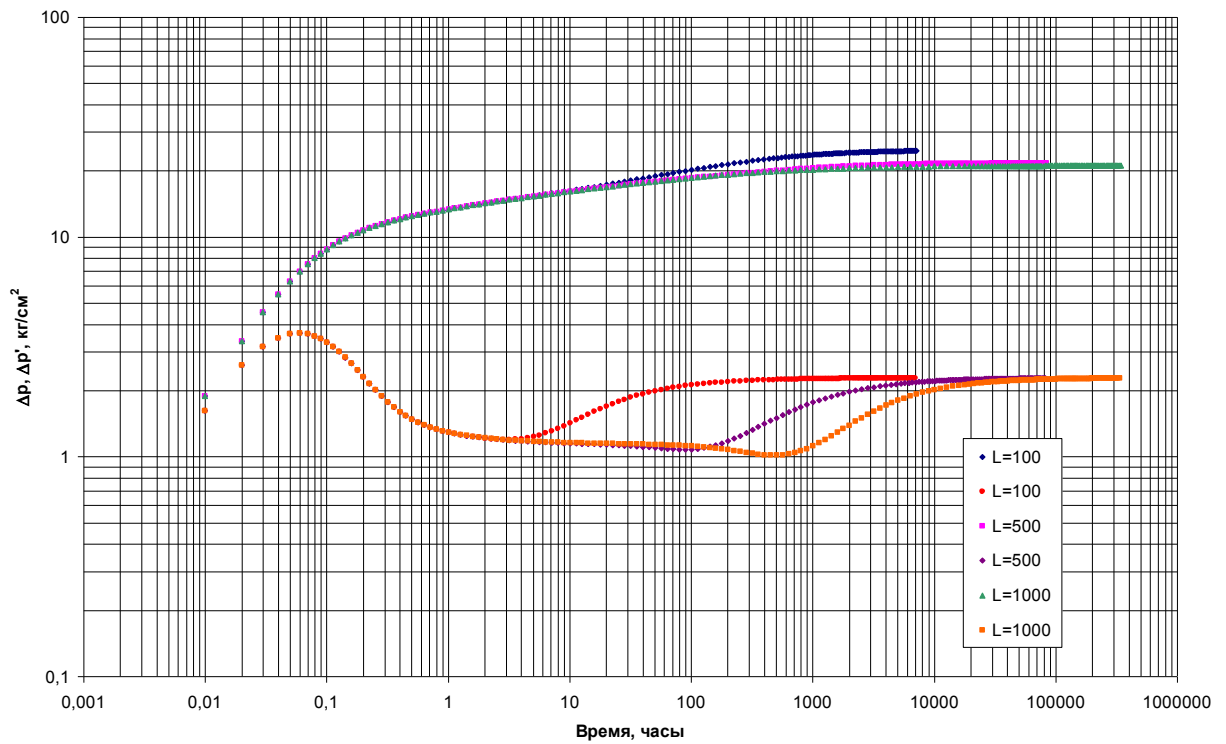
Диагностические графики, полученные в результате расчётов, представлены на рис. П2– П7.



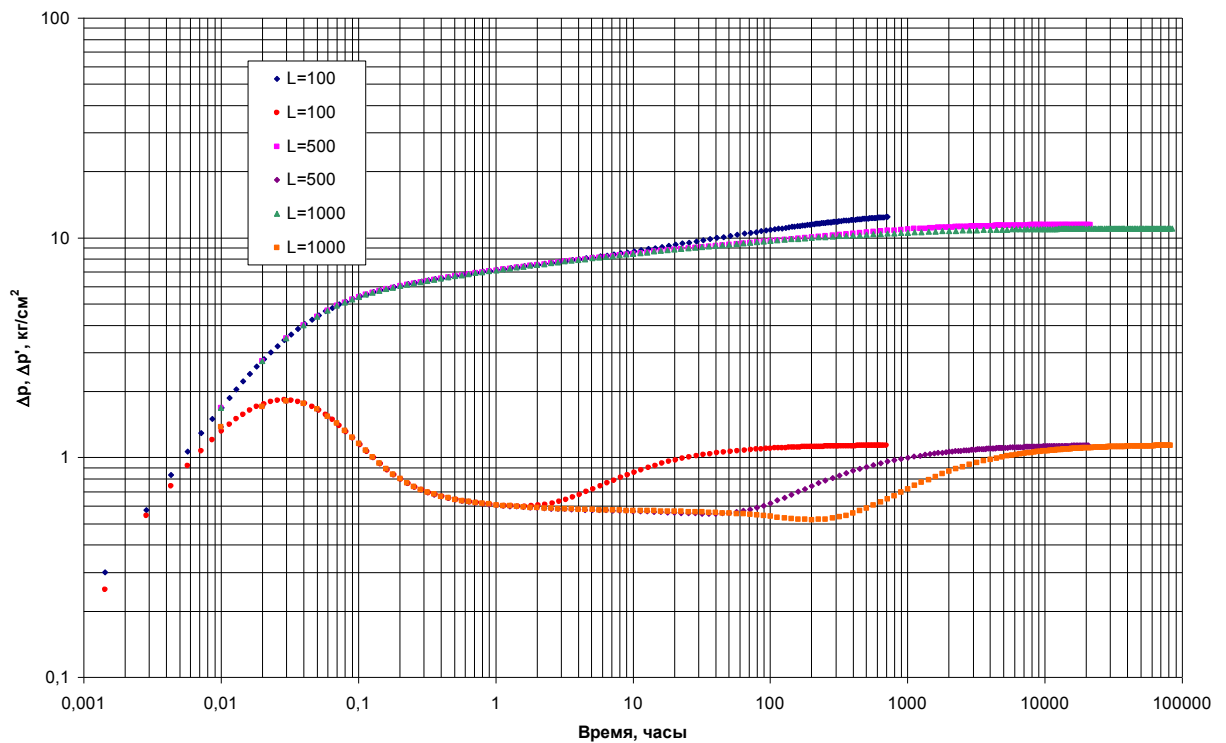
**Рис. П2. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 5 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м



**Рис. П3. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 10 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м



**Рис. П4. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 50 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м



**Рис. П5. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м



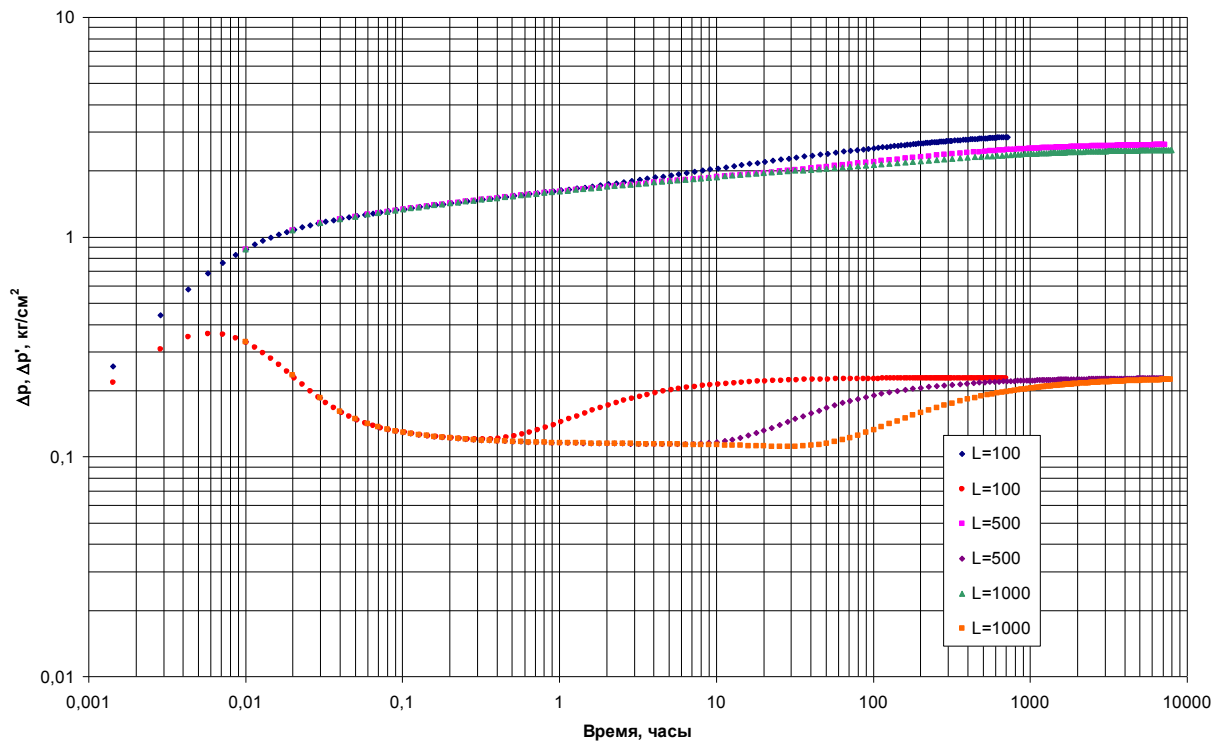


Рис. П6. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 500 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м

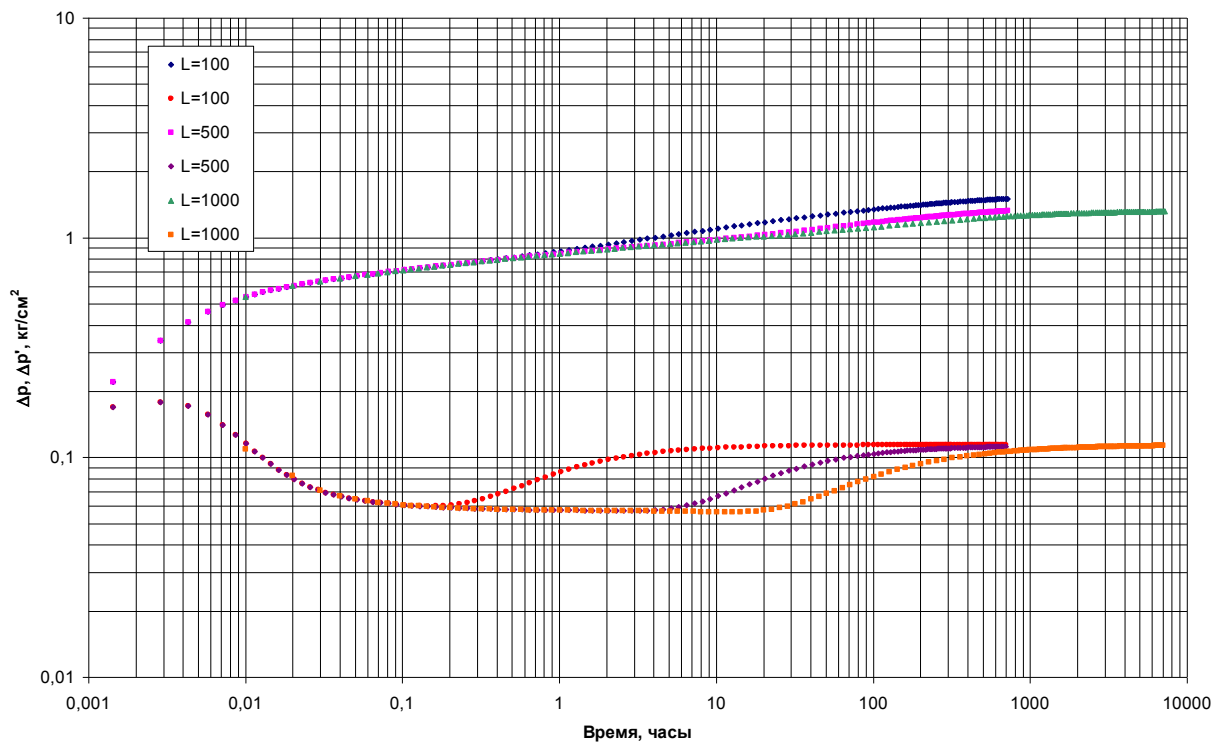


Рис. П7. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 1000 мД;  $L$  – расстояние от скважины до границы, м

Резкий рост производной давления на рис. П2 – П7 с последующим резким её падением – обусловлен влиянием ствола скважины. Далее следует горизонтальный участок производной, соответствующий радиальному притоку к скважине [97 – 105]. Затем наблюдается рост производной, обусловленный переходным процессом, и выход на второй горизонтальный участок, соответствующий влиянию бесконечной непроницаемой границы. Значение производной на втором горизонтальном участке вдвое превышает её значение на первом участке [97 – 105].

**При увеличении расстояния до границы времена проявления режимов фильтрации резко увеличиваются.**

**При увеличении проницаемости пласта времена проявления режимов фильтрации резко уменьшаются.**

## 2.2 Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей

Данная модель является аналитической. Нарушение в этой модели представлено бесконечным проводящим разломом, с нулевым смещением, проводимость которого в направлении, перпендикулярном разлому, может варьироваться в пределах от 0 до проводимости пласта. В этой модели определяемыми параметрами, являются расстояние от исследуемой скважины до границы  $L$  и коэффициент фильтрации  $\alpha$ , характеризующий степень проводимости разлома, значения которого изменяются в пределах от 0 до 1 (в долях единицы), Рис. П8. Для этой модели значение  $\alpha=0$  д.ед. соответствует непроводящему разлому, а значение  $\alpha=1$  д.ед. соответствует бесконечному пласту без разлома, т.е. разлом является абсолютно проводящим и обеспечивает полную гидродинамическую связь частей пласт по обе стороны от разлома.

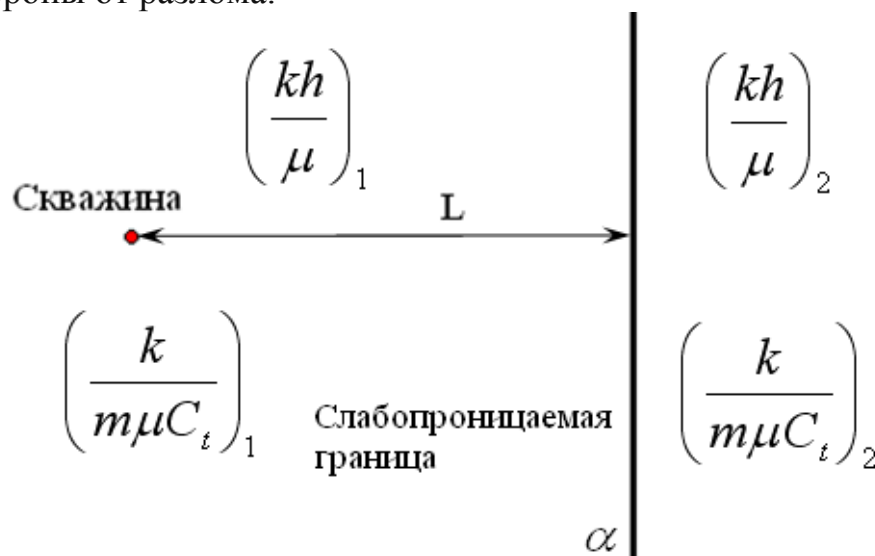


Рис. П8. Расположение скважины и границы в модели пласта со слабопроницаемой бесконечной границей; моделирование исследования методом восстановления давления

Модель пласта без смещения, со слабопроницаемой бесконечной границей, также можно интерпретировать и как модель пласта с нарушением, бесконечным по ширине пласта, имеющим смещение по вертикали, но меньшее толщины пласта, смотри рис.П9. При этом пласт сверху и снизу граничит с полностью непроницаемым породами.

Если внутренняя зона нарушения проницаема, то тогда коэффициент  $\alpha$  интерпретируется как степень сообщаемости зон пласта с двух сторон от нарушения и так же изменяется в пределах 0 – 1. Степень сообщаемости  $\alpha=1$  д.ед. соответствует отсутствию нарушения, степень сообщаемости  $\alpha=0$  д.ед. соответствует величине смещения нарушения, превышающей толщину пласта и превращающей нарушение в полностью непроницаемое.

Кроме того, с разных сторон от разлома можно задавать и определять различные значения гидропроводности и пьезопроводности пласта.

В данной работе при моделировании рассматривались варианты с проницаемостью пласта  $k$  - 5, 50, 100 и 1000 мД, при расстоянии от исследуемой скважины до границы  $L$  - 100, 500 и 1000 м, при значениях коэффициента  $\alpha$  - 0, 0.001, 0.1, 0.5, 1 д.ед. В расчётах предполагалось, что с обеих сторон разлома параметры пласта (гидропроводность и пьезопроводность) одинаковы  $(kh/\mu)_1 = (kh/\mu)_2$ ,  $[k/(m\mu C_v)]_1 = [k/(m\mu C_v)]_2$ .

Диагностические графики, полученные в результате расчётов, представлены на рис. П10 – П21.

Для случая  $\alpha=1$  диагностические графики ведут себя эквивалентно модели однородного бесконечного пласта с непроницаемой кровлей и подошвой. Резкий рост производной давления на Рис. П10 – П21 с последующим резким её падением обусловлен влиянием ствола скважины. Затем следует горизонтальный участок производной, соответствующий радиальному притоку к скважине.

Для случая  $\alpha=0$  диагностические графики ведут себя эквивалентно модели пласта с непроницаемой бесконечной границей. Резкий рост производной давления на рис. П11-П12 с последующим резким её падением обусловлен влиянием ствола скважины. Затем следует горизонтальный участок производной, соответствующий радиальному притоку к скважине. После чего следует рост производной, обусловленный переходным процессом, и выход на второй горизонтальный участок, соответствующий влиянию бесконечной непроницаемой границы.

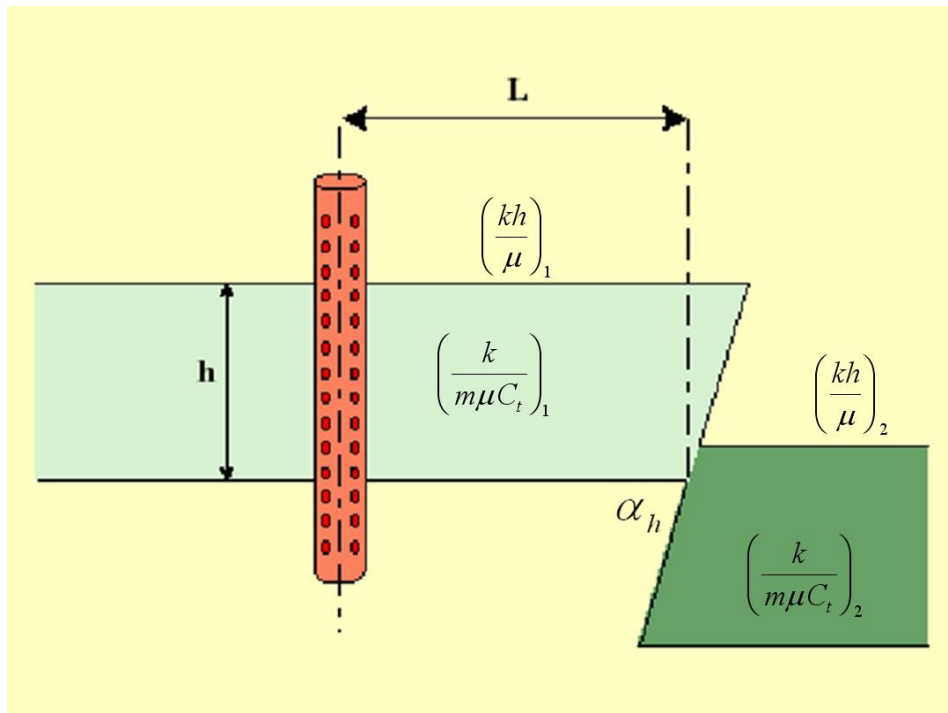


Рис. П9. Расположение скважины и границы в модели пласта с нарушением, смещение которого меньше толщины пласта; моделирование исследования методом восстановления давления

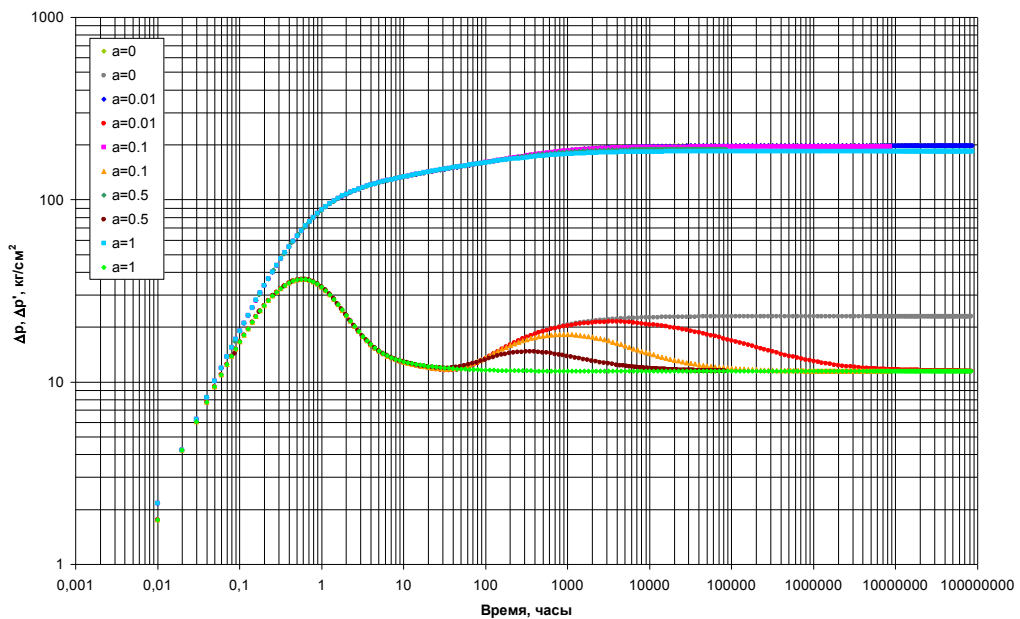
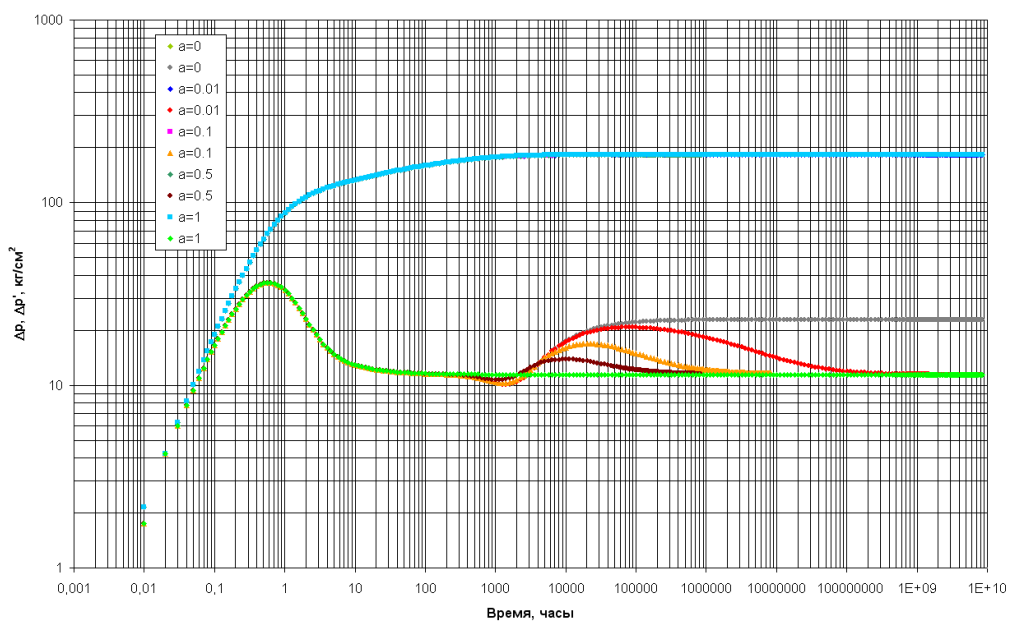
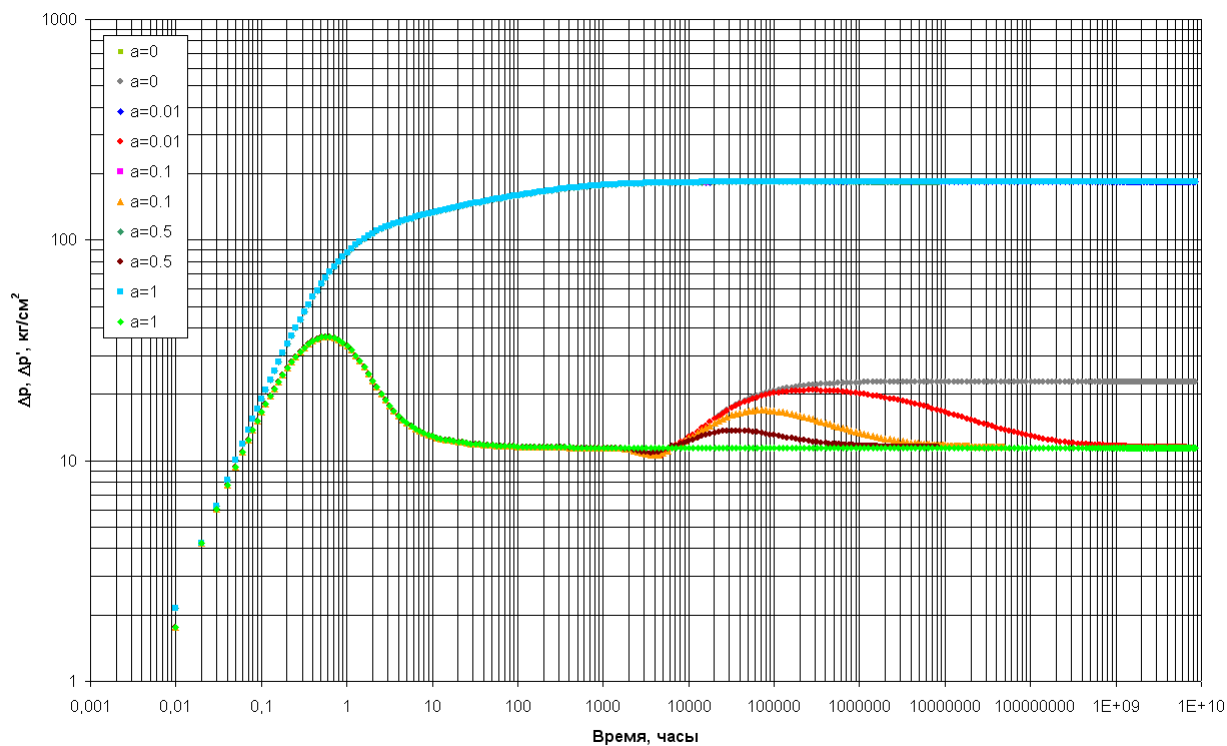


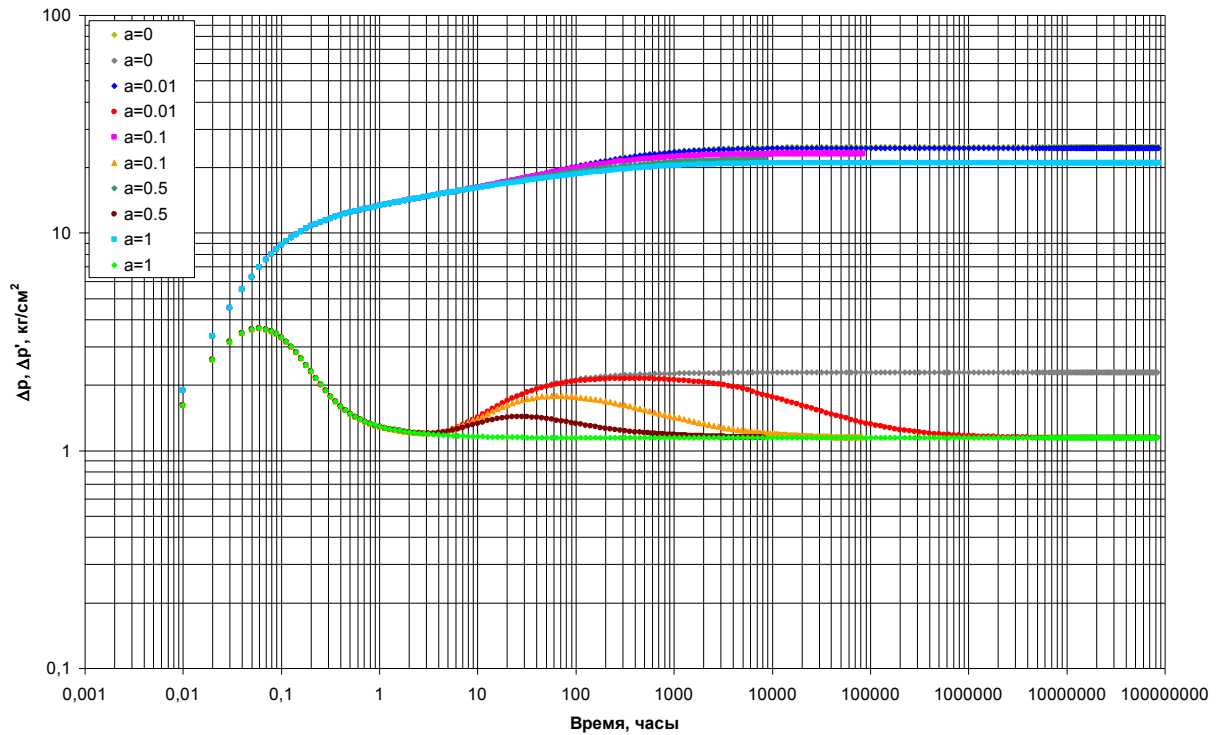
Рис. П10. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до границы 100 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.



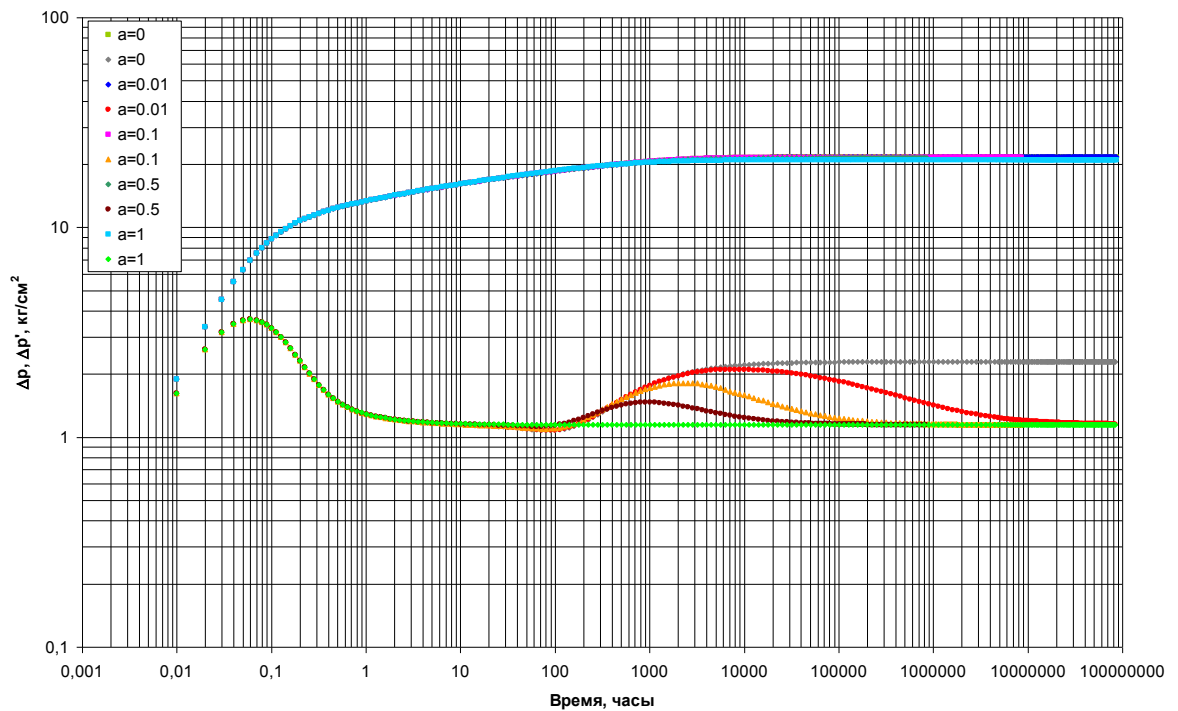
**Рис. П11. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;** проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до границы 500 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.



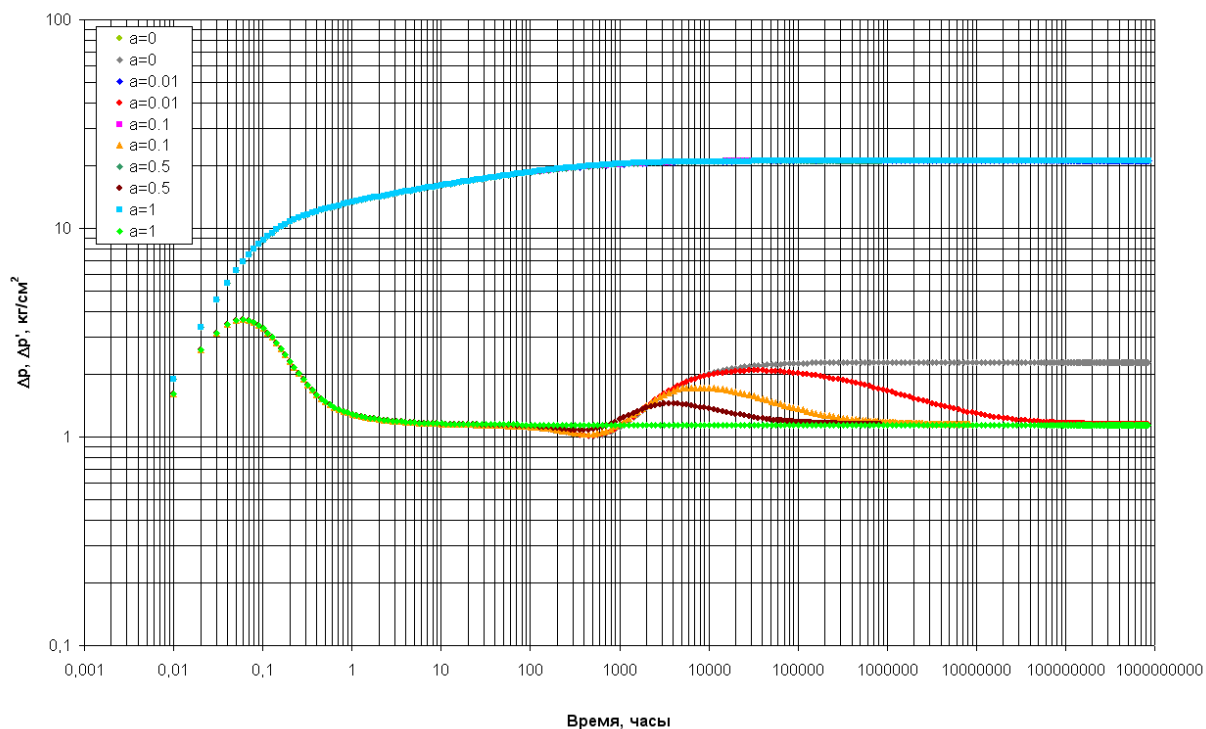
**Рис. П12. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;** проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до границы 1000 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.



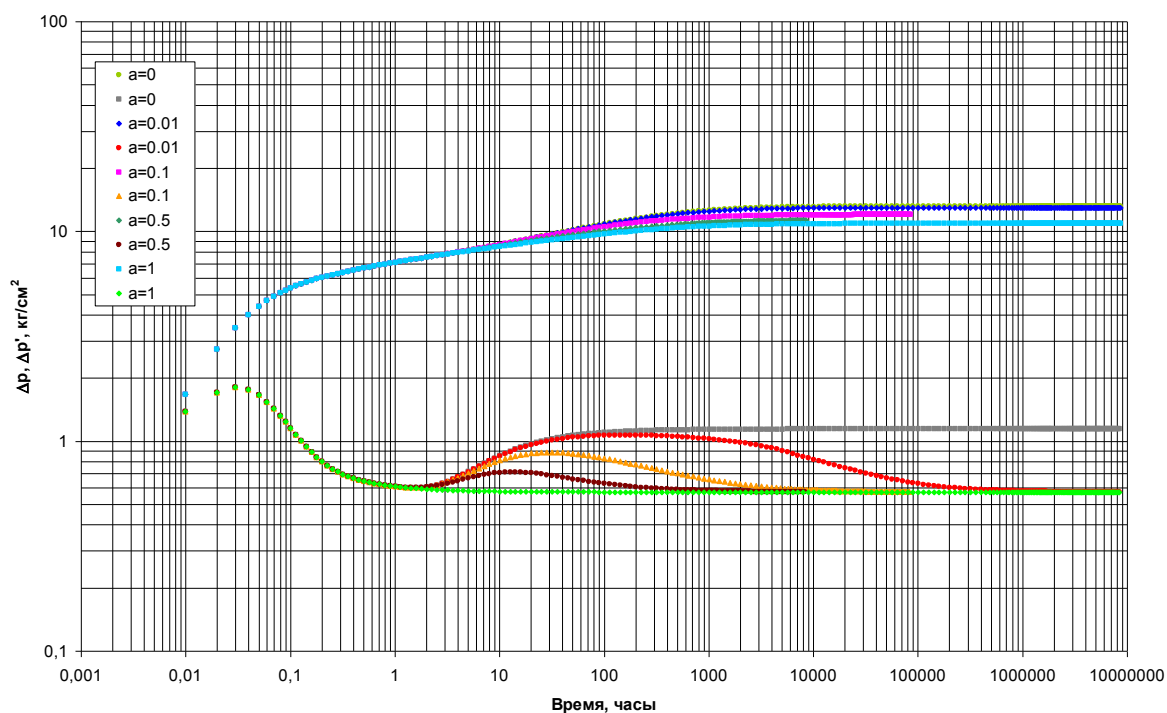
**Рис. П13. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;** проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до границы 100 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.



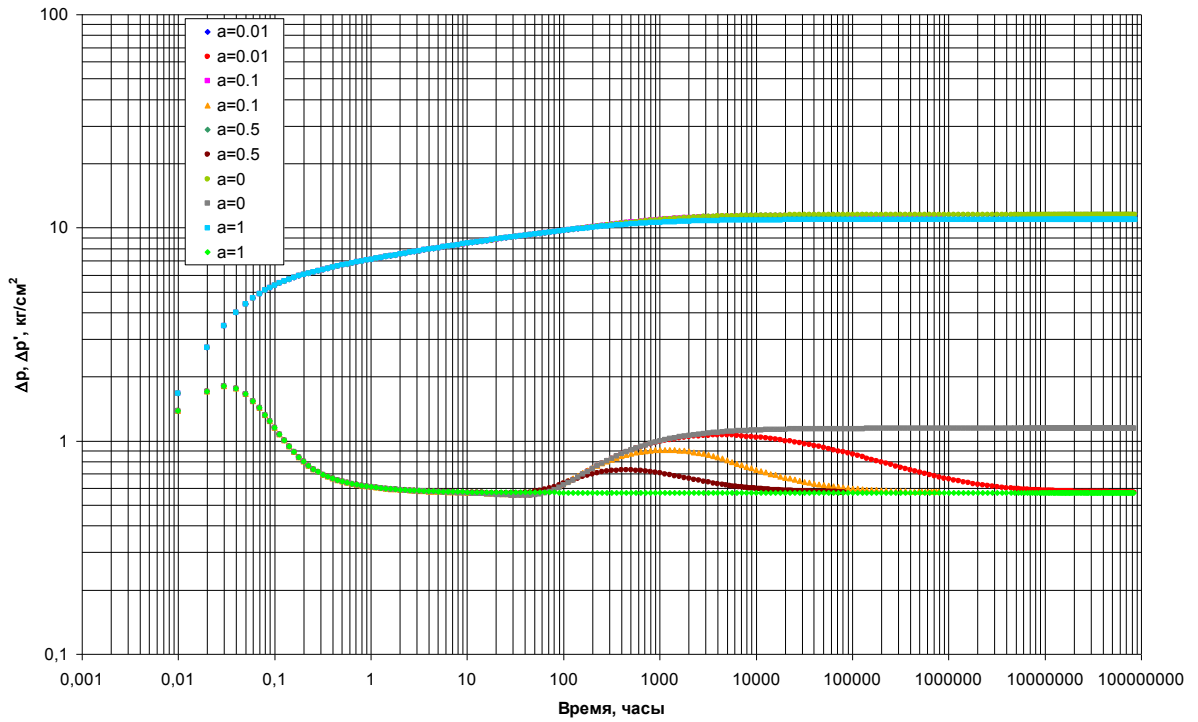
**Рис. П14. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;** проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до границы 500 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.



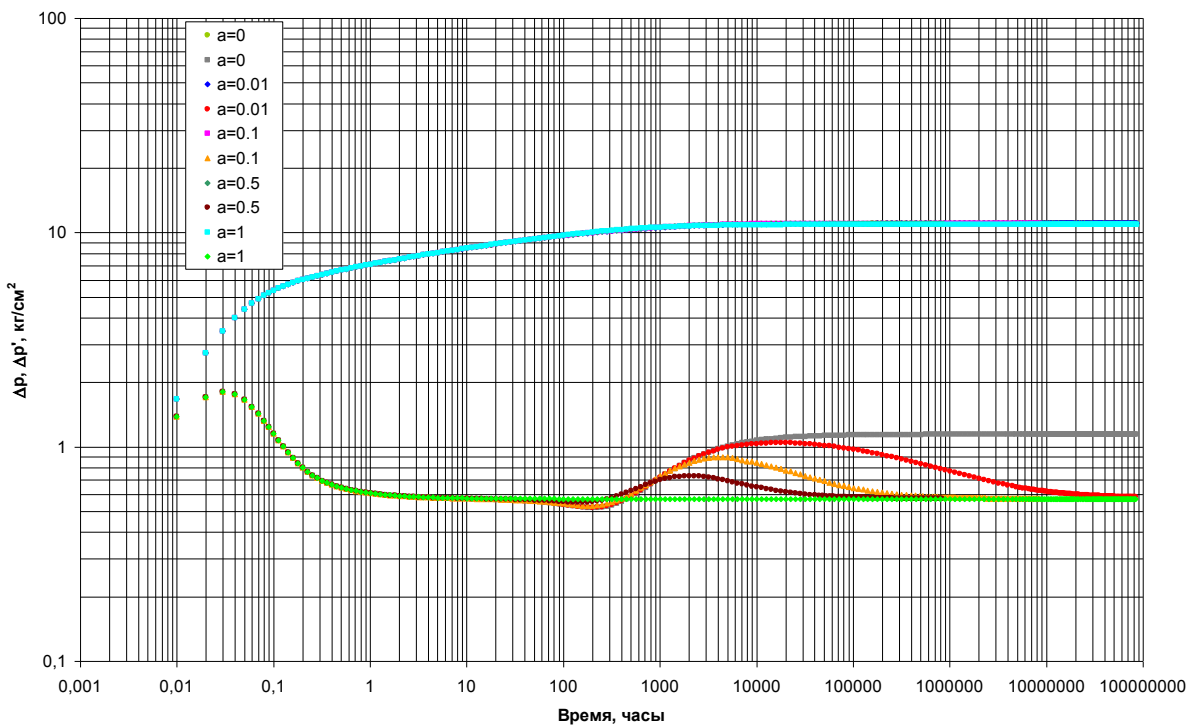
**Рис. П15. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до границы 1000 м;  $\alpha$  –  
 коэффициент фильтрации, д.ед.



**Рис. П16. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до границы 100 м;  $\alpha$  –  
 коэффициент фильтрации, д.ед.

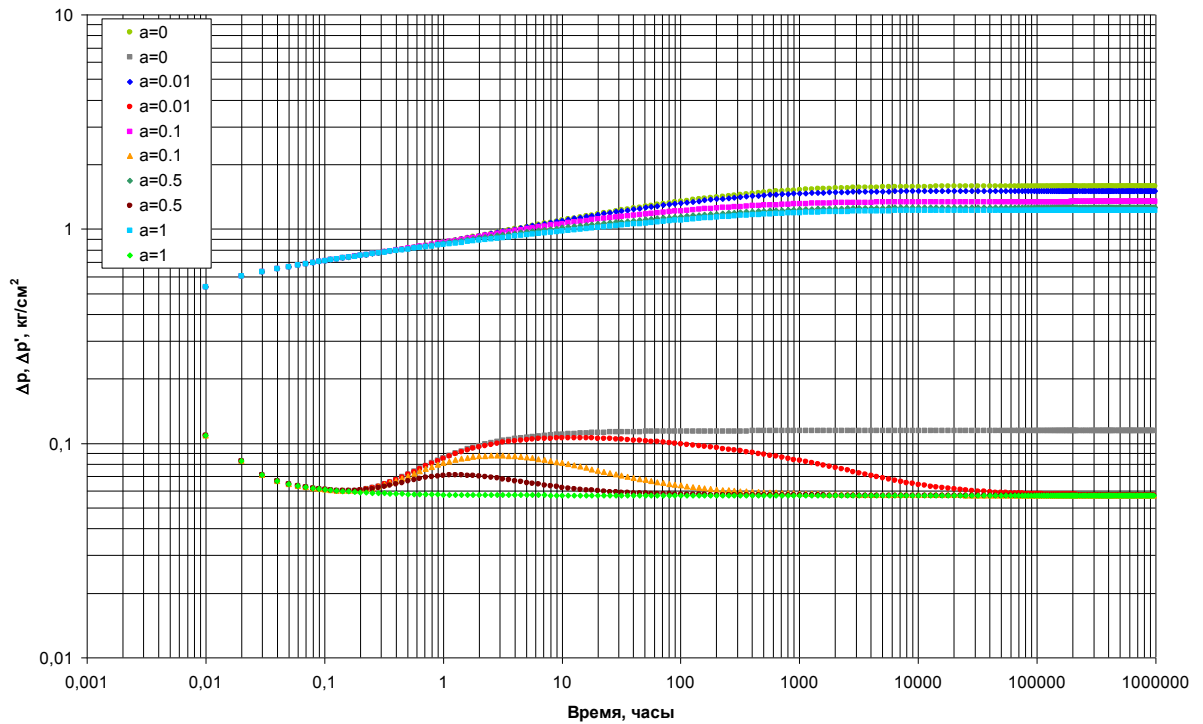


**Рис. П17. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до границы 500 м;  $\alpha$  –  
 коэффициент фильтрации, д.ед.

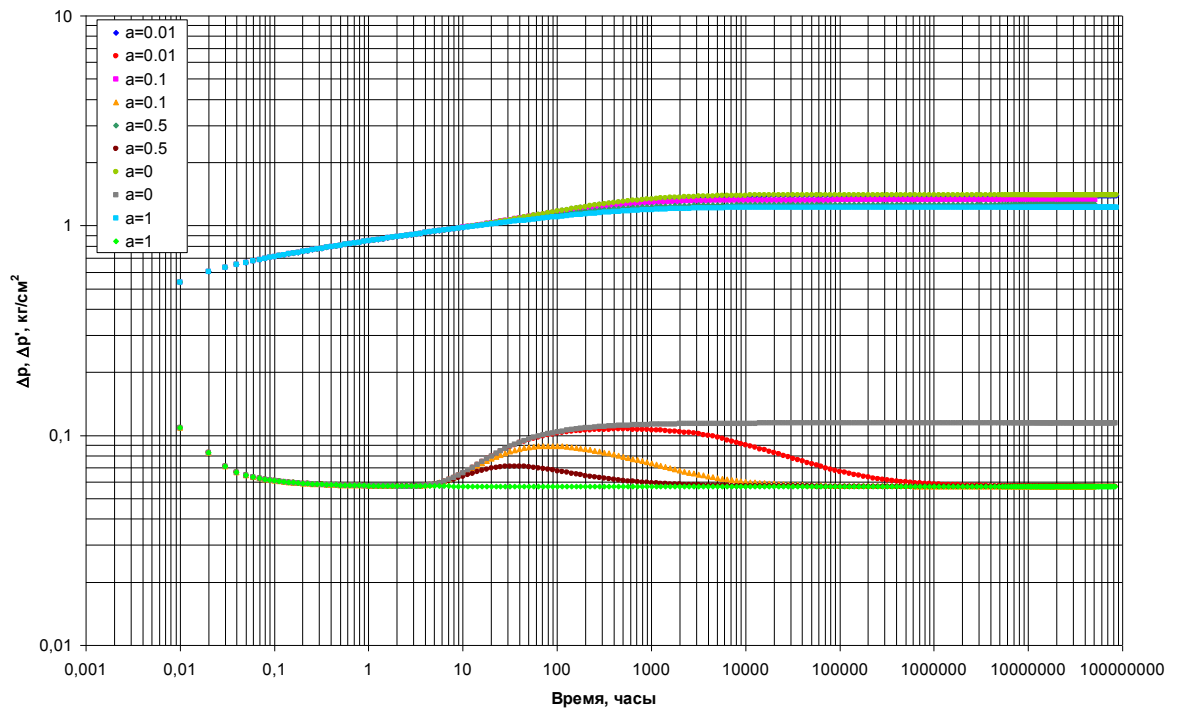


**Рис. П18. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до границы 1000 м;  $\alpha$  –  
 коэффициент фильтрации, д.ед.

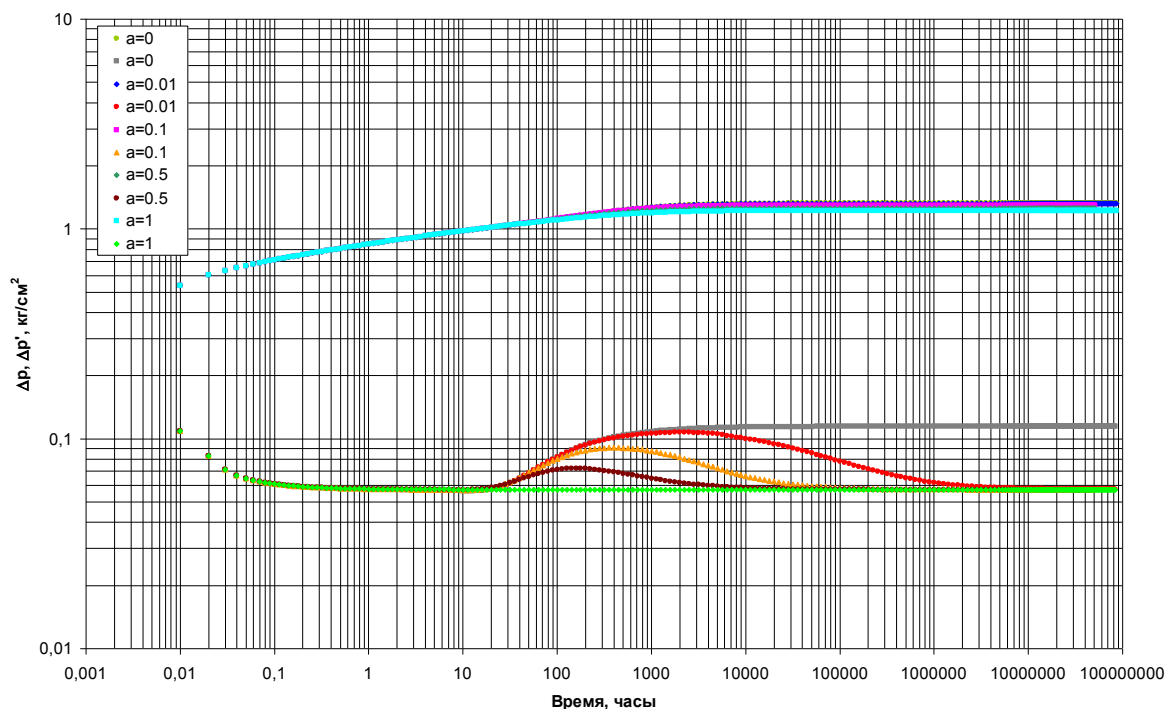




**Рис. П19. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до границы 100 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.**



**Рис. П20. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до границы 500 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.**



**Рис. П21. Модель пласта со слабопроницаемой бесконечной границей;** проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до границы 1000 м;  $\alpha$  – коэффициент фильтрации, д.ед.

Для случаев  $\alpha = 0,01$ ;  $\alpha = 0,1$ ;  $\alpha = 0,5$  на диагностических графиках можно выявить влияние слабопроницаемой бесконечной границы. Резкий рост производной давления на Рис. П10-П21 с последующим резким её падением обусловлен влиянием ствола скважины. Затем следует горизонтальный участок производной, соответствующий радиальному притоку к скважине. После чего отмечается рост производной, обусловленный переходным процессом, и выход на второй горизонтальный участок, соответствующий влиянию бесконечной слабопроницаемой границы. Затем наблюдается падение производной, обусловленное переходным процессом, и выход на третий горизонтальный участок, соответствующий радиальной фильтрации в зоне пласта за слабопроницаемой границей.

При увеличении  $\alpha$  от 0 до 1 растёт влияние слабопроницаемой границы на вид производной давления, вызывая появление на производной характерного «горба», высота которого увеличивается с ростом  $\alpha$ .

**При увеличении расстояния до границы времена проявления режимов фильтрации резко увеличиваются.**

**При увеличении проницаемости пласта времена проявления режимов фильтрации резко уменьшаются.**

## 2.3 Модель пласта с высокопроводящим бесконечным разломом

Данная модель является аналитической. Нарушение в этой модели представлено бесконечной по пласту полосой, ширины  $h_f$ , с высокой проницаемостью внутренней зоны, которая существенно выше проницаемости пласта. В результате существует мощный приток флюида вдоль по нарушению из зоны большего давления в зону меньшего давления. В этой модели определяемыми параметрами являются расстояние от исследуемой скважины до границы  $L$ , ширина нарушения  $h_f$ , проницаемость нарушения  $k_f$  и его скин-фактор  $S_f$ , рис. П22. Кроме того, с разных сторон от нарушения можно задавать различные значения гидропроводности и пьезопроводности пласта.

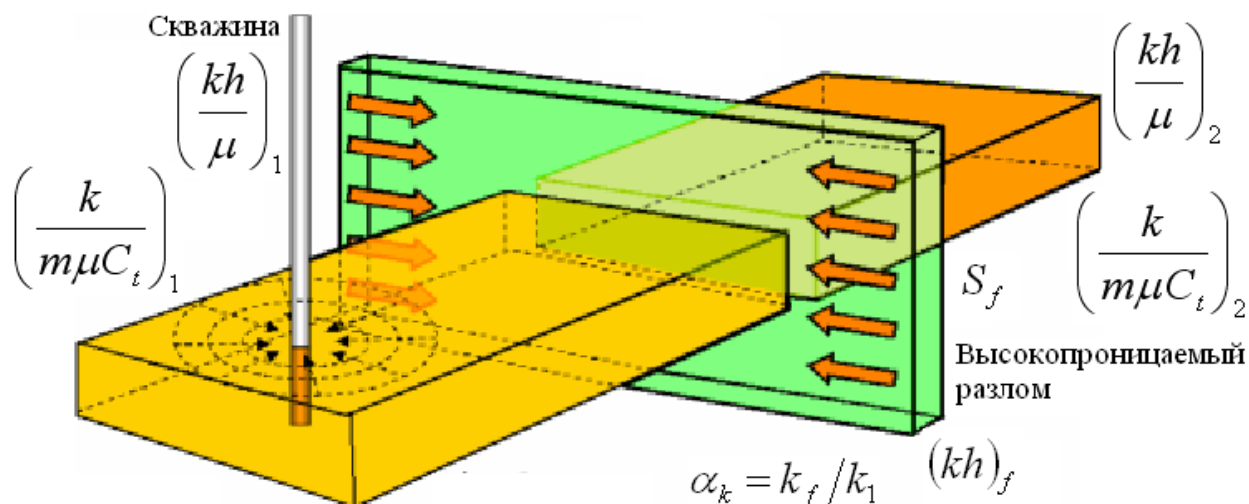


Рис. П22. Расчётная модель пласта с высокопроводящим бесконечным нарушением; моделирование исследования методом восстановления давления

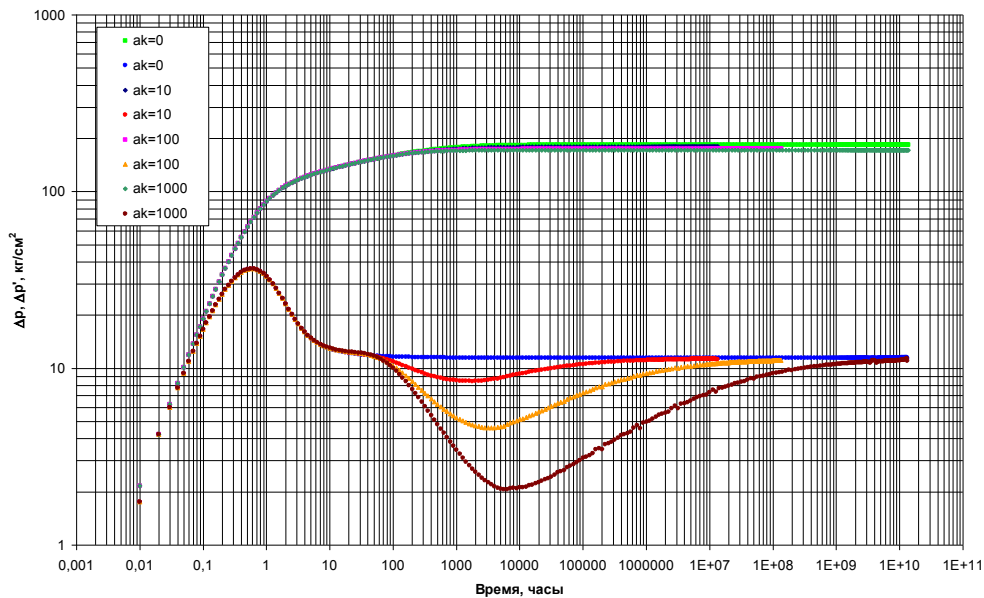
При моделировании рассматривались варианты с проницаемостью пласта  $k = 5, 50, 100$  и  $1000$  мД, при расстояниях от исследуемой скважины до границы  $L = 100, 500$  и  $1000$  м. Ширина нарушения в расчётах была принята  $h_f = 25$  м.

Проницаемость нарушения вычислялась по задаваемым величинам отношения проницаемости нарушения и пласта:  $\alpha_k = k_f/k_1$ , где  $k_1$  - проницаемость пласта с той стороны нарушения, где находится скважина. Рассматривались значения  $\alpha_k = 0, 10, 100, 1000$ . Значение  $\alpha_k = 0$  соответствует бесконечному пласту без нарушения.

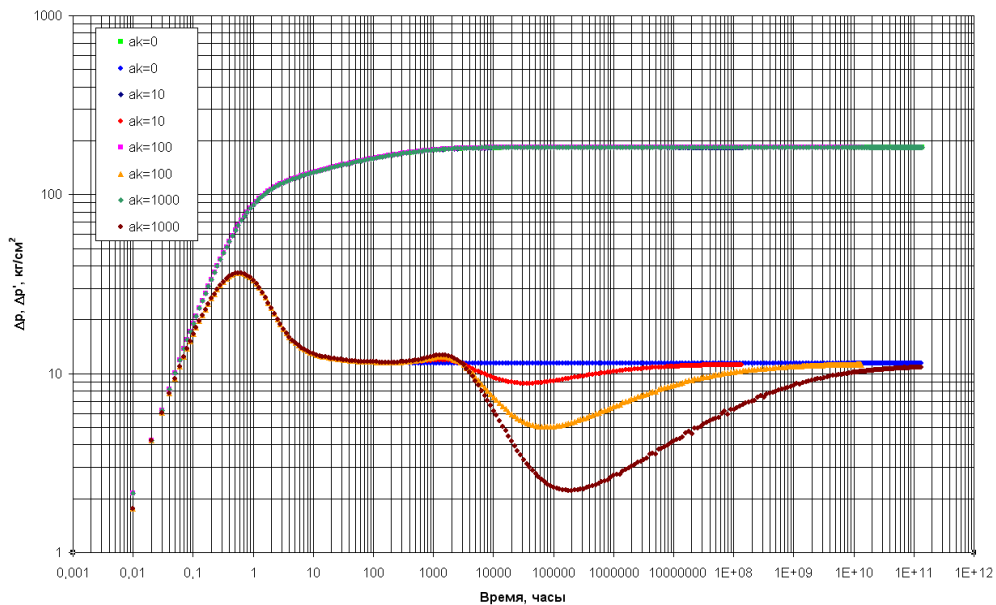
Скин-фактор нарушения при моделировании принимался равным нулю:  $S_f=0$ . В расчётах предполагалось, что с обеих сторон нарушения параметры пласта (гидропроводность и пьезопроводность) одинаковы:

$$(kh/\mu)_1 = (kh/\mu)_2, [k/(m\mu C_i)]_1 = [k/(m\mu C_i)]_2.$$

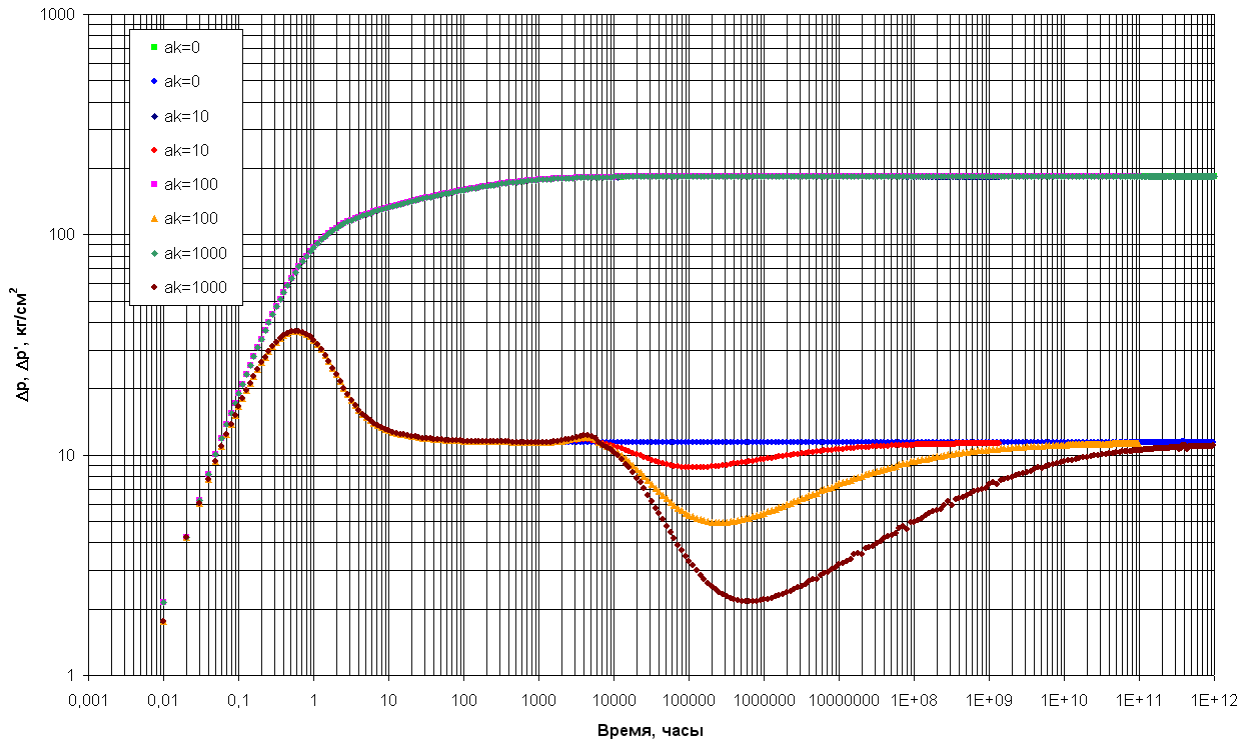
Диагностические графики, полученные в результате расчётов, представлены на рис. П23 – П34.



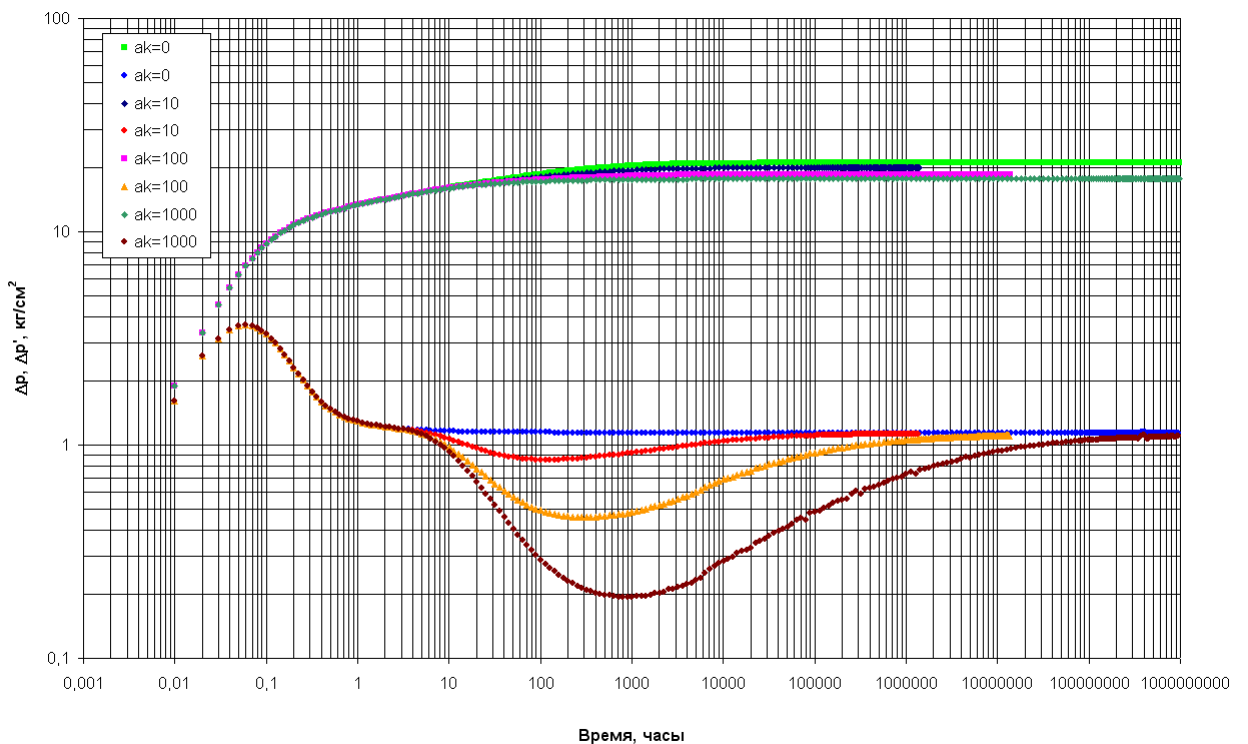
**Рис. П23. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до нарушения 100 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



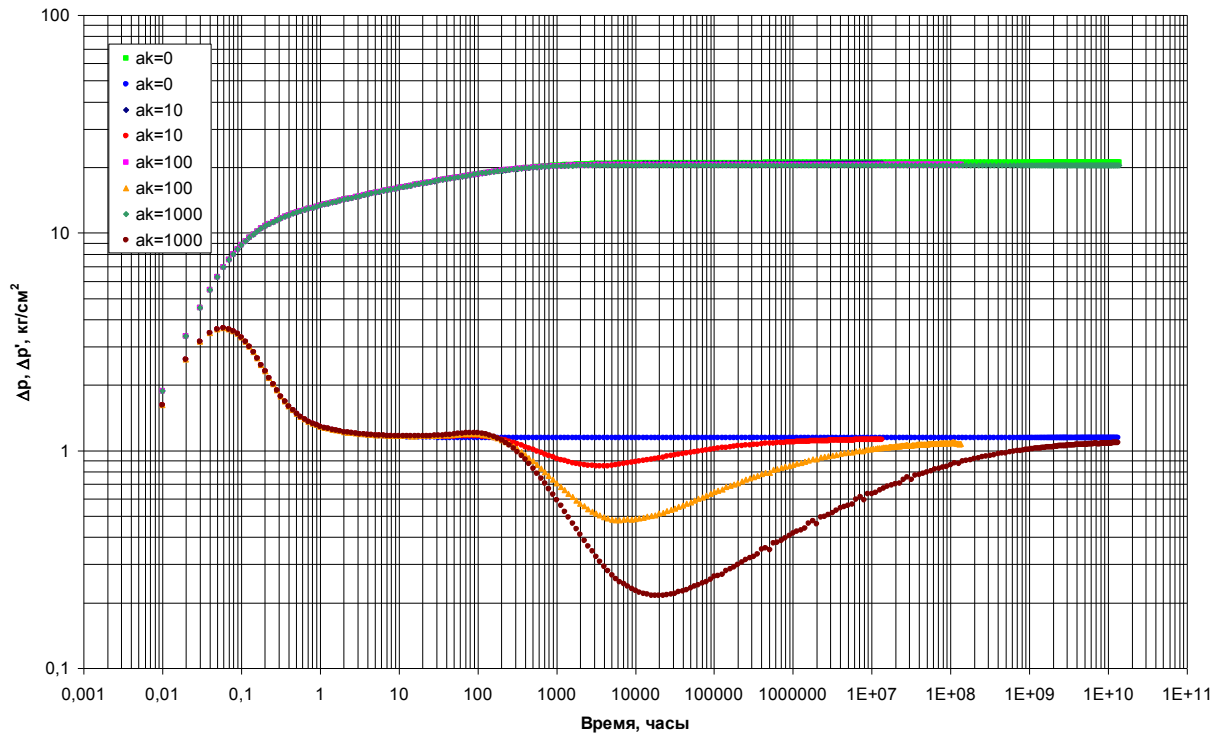
**Рис. П24. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до нарушения 500 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



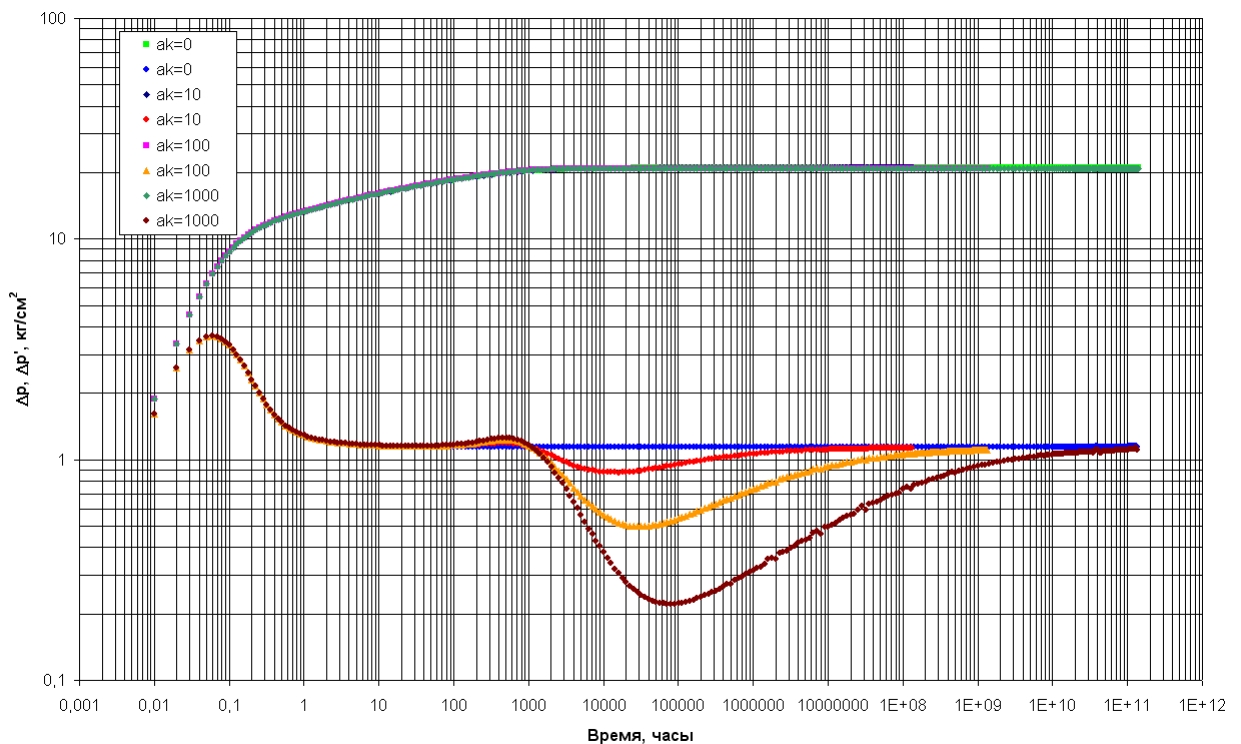
**Рис. П25. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 5 мД; расстояние от скважины до нарушения 1000 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



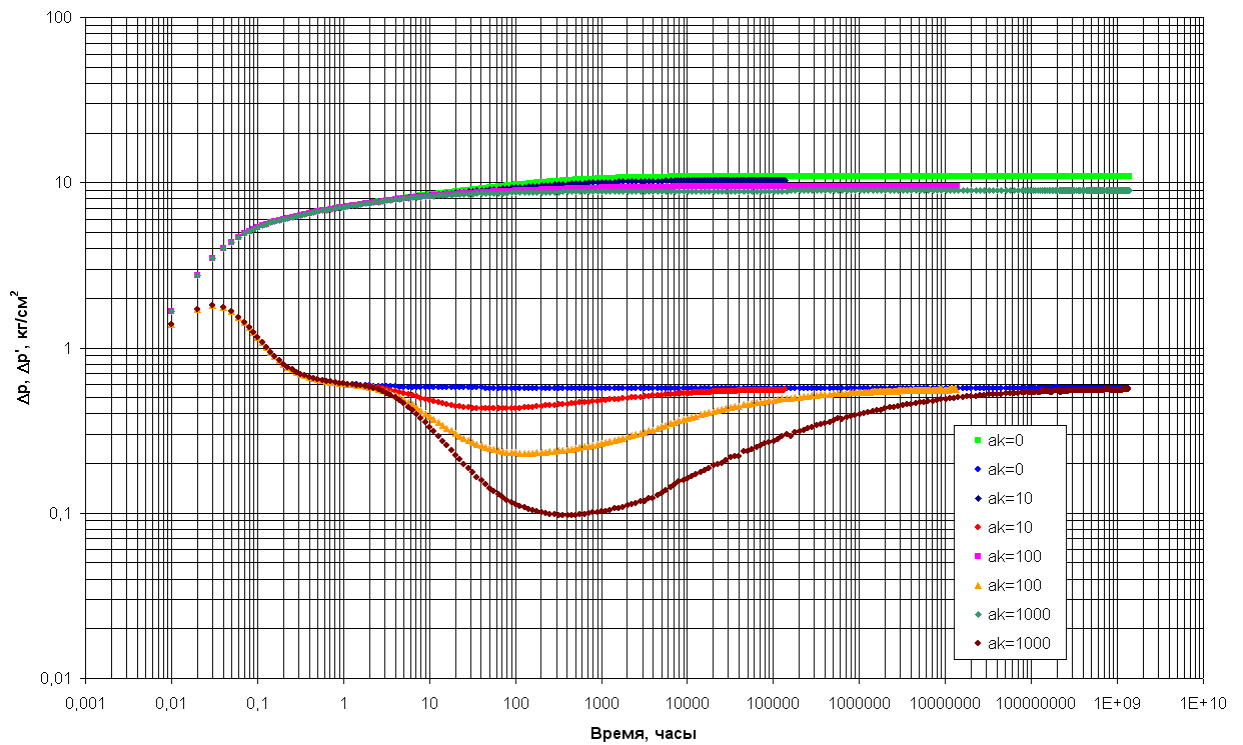
**Рис. П26. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до нарушения 100 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



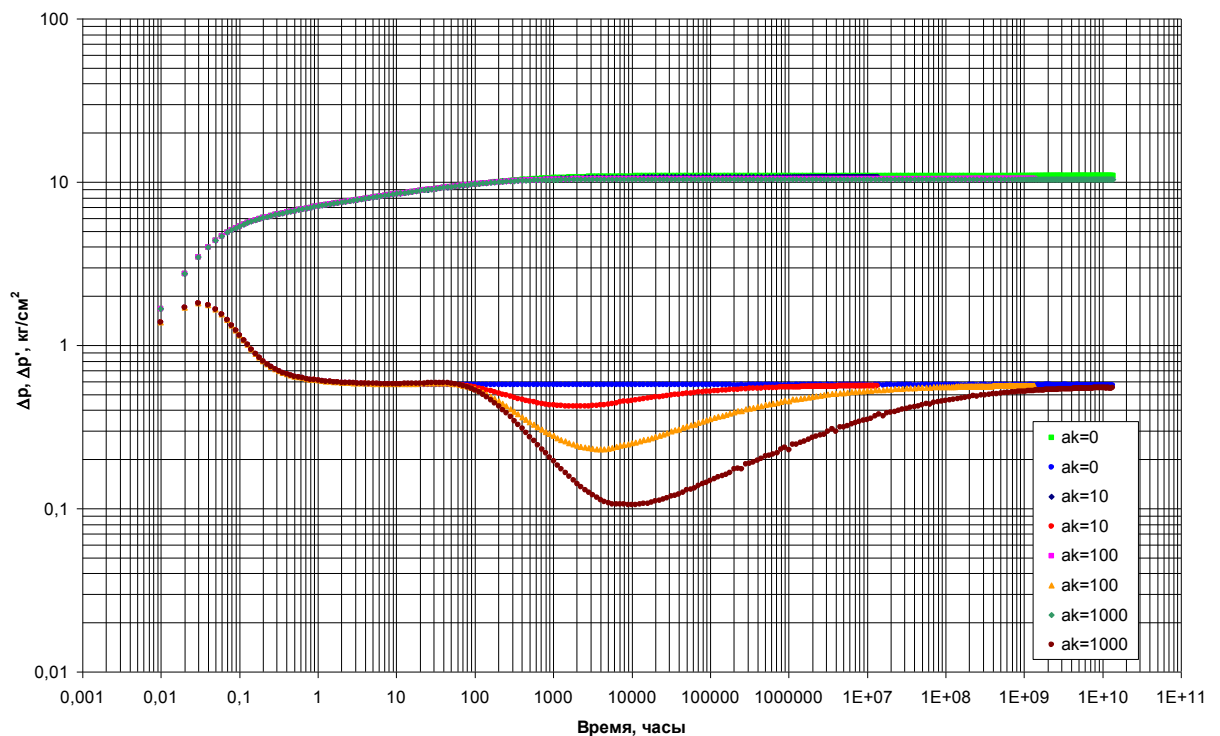
**Рис. П27. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до нарушения 500 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



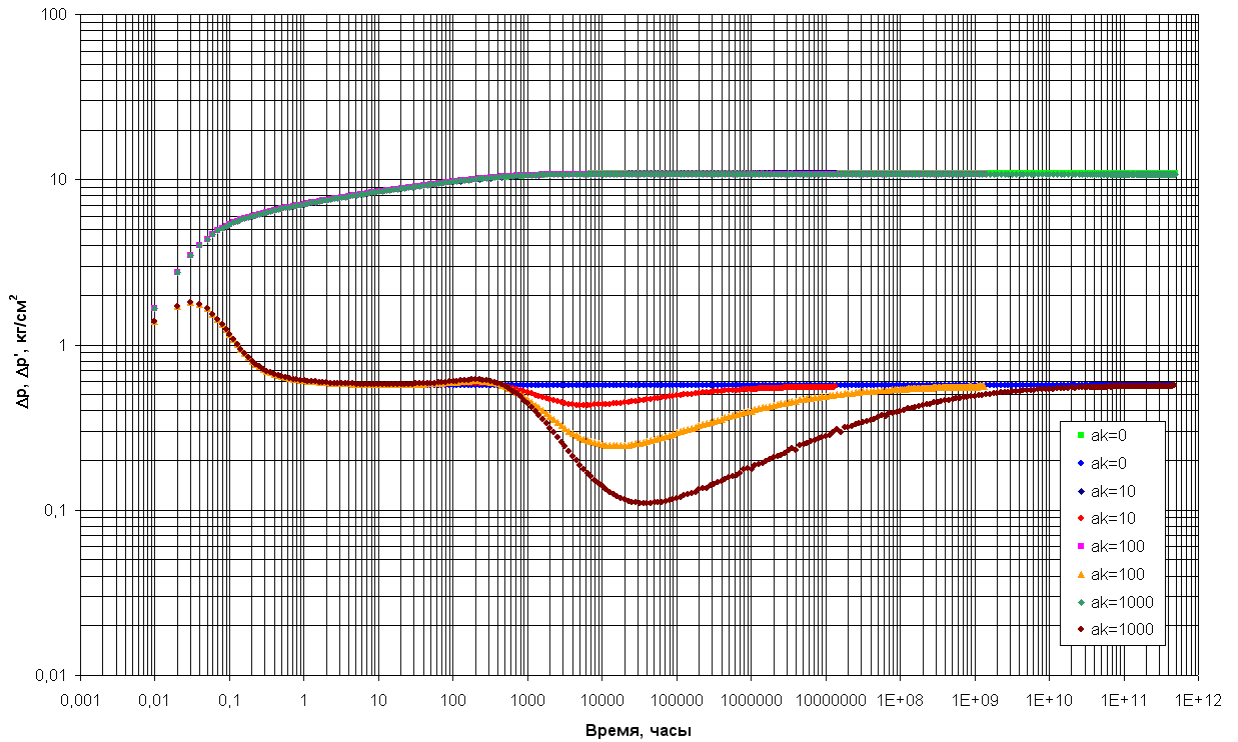
**Рис. П28. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 50 мД; расстояние от скважины до нарушения 1000 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



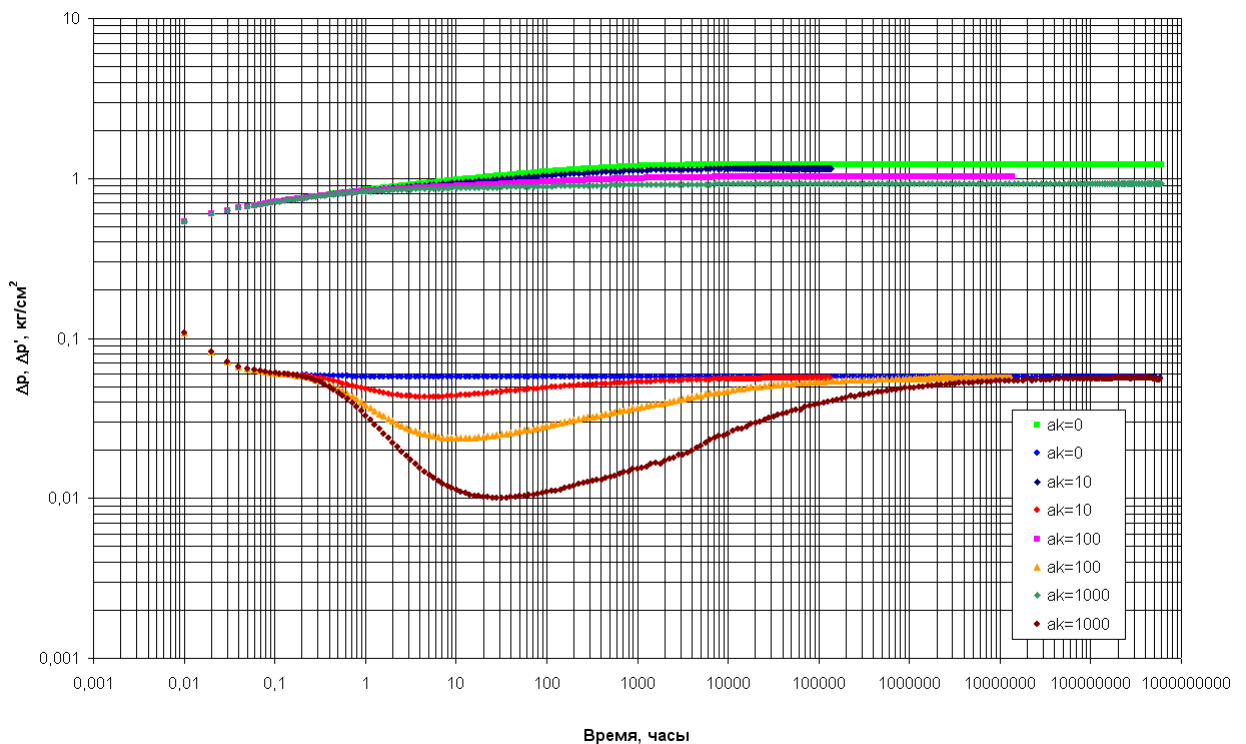
**Рис. П29. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до нарушения 100 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



**Рис. П30. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до нарушения 500 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.

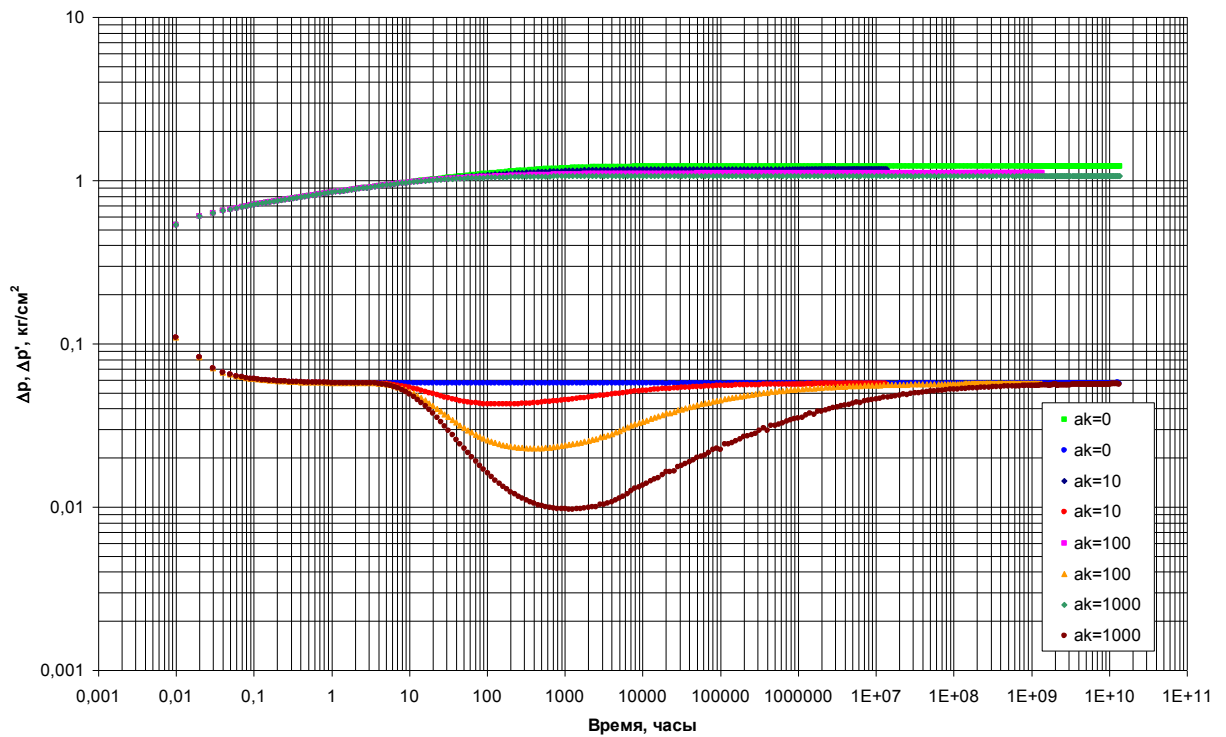


**Рис. П31. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 100 мД; расстояние от скважины до нарушения 1000 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.

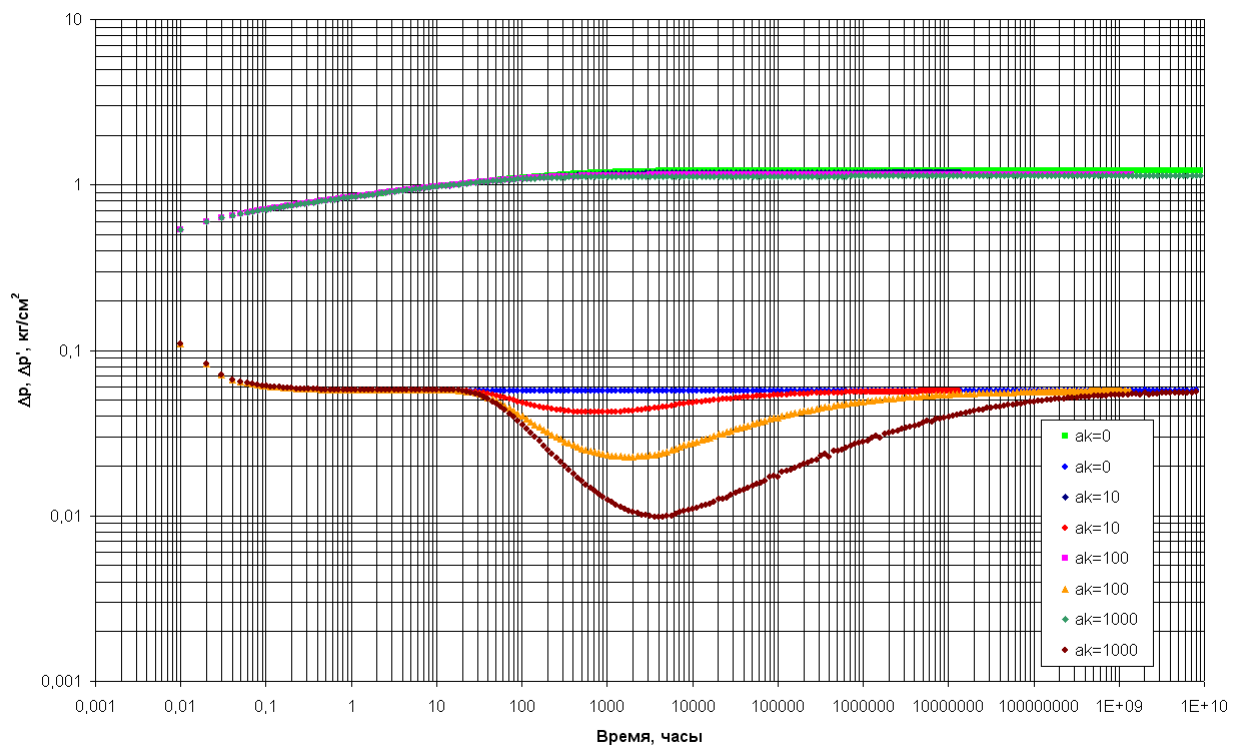


**Рис. П32. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до нарушения 100 м;  $\alpha_k$  – отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.





**Рис. П33. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до нарушения 500 м.;  $\alpha_k$  — отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.



**Рис. П34. Модель пласта с высокопроницаемым бесконечным нарушением;** проницаемость пласта 1000 мД; расстояние от скважины до нарушения 1000 м.;  $\alpha_k$  — отношение проницаемостей нарушения и пласта, доли ед.

Для случая  $\alpha_k=0$  диагностические графики аналогичны графикам для модели однородного бесконечного пласта с непроницаемой кровлей и подошвой. Наблюдаемые особенности графиков: резкий рост производной давления на Рис.П23 – П34 и последующее её резкое падение обусловлены влиянием ствола скважины [97 – 105]. Далее на графиках отмечается горизонтальный участок производной, соответствующий радиальному притоку к скважине [97 – 105].

Точно так же и на графиках, соответствующих случаям отношений проницаемостей, равным  $\alpha_k=10$ ;  $\alpha_k=100$ ;  $\alpha_k=1000$ , наблюдаются те же особенности, которые обусловлены влиянием ствола скважины и установлением режима радиального притока к скважине.

Но для этих значений параметра  $\alpha_k$  после участка, соответствующего радиальному притоку к скважине, отмечается дополнительное падение производной, обусловленное новым переходным процессом, который заканчивается выходом на второй горизонтальный участок, уже соответствующий влиянию высокопроницаемого нарушения. Затем производная растёт, что обусловлено процессом выхода на третий горизонтальный участок, соответствующий радиальной фильтрации, но в зоне пласта за высокопроницаемым нарушением.

При увеличении отношения  $\alpha_k$  влияние высокопроницаемого разлома на вид графика производной давления возрастает, вызывая появление на графике характерной «ямы», глубина которой увеличивается с ростом отношения  $\alpha_k$ .

**При увеличении расстояния до разлома времена проявления режимов фильтрации резко увеличиваются.**

**При увеличении проницаемости пласта времена проявления режимов фильтрации резко уменьшаются.**

## 2.4 Модель пласта с трещиноватым коридором

Данная модель является численной. Нарушение в ней моделируется трещиноватым коридором значительной ширины. Проницаемость этого коридора на несколько порядков больше проницаемости остального пласта. Модель однослойная, однофазная, в плане имеет форму квадрата со стороной 2000 м. Трещиноватый коридор имеет ширину 200 м. В качестве расчётной сетки используется сетка Вороного. Поскольку с помощью численной модели нельзя рассчитывать задачи в бесконечном пласте, на вертикальных границах модели задано условие постоянного давления, кровля и подошва непроницаемы. Эффект влияния ствола скважины при расчётах не учитывается (что соответствует закрытию скважины на восстановление давления на забое). Проницаемость пласта 20 мД, проницаемость трещиноватого коридора 20000 мД (в 1000 раз больше проницаемости

пласта). Скважина работает в течение 30 суток с дебитом  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ , затем останавливается и происходит длительное восстановление давления.

В рамках этой модели рассмотрены четыре задачи:

1. Трещиноватый коридор с двумя границами постоянного давления, удалёнными друг от друга на расстояние 2000 м, в квадратном пласте с постоянным давлением на границе. Скважина расположена в низкопроницаемой зоне на расстоянии 120 м от границы трещиноватого коридора, Рис.П35.
2. Трещиноватый коридор с двумя границами постоянного давления, удалёнными друг от друга на расстояние 2000 м, в квадратном пласте с постоянным давлением на границе. Скважина расположена в середине трещиноватого коридора, Рис.П36.
3. Трещиноватый коридор длиной 1200 м в квадратном пласте с постоянным давлением на границе. Скважина расположена в низкопроницаемой зоне на расстоянии 120 м от границы трещиноватого коридора, рис. П37.
4. Трещиноватый коридор длиной 1200 м в квадратном пласте с постоянным давлением на границе. Скважина расположена в середине трещиноватого коридора, рис. П38.

Диагностический график для первой задачи представлен на рис. П39. Начальный горизонтальный участок графика производной давления находится в пределах 0,01 – 20 ч. Он соответствует радиальному притоку к скважине в низкопроницаемой зоне. Падение производной в период с 20 ч. до 600 ч. (25 сут) соответствует переходному процессу между радиальным притоком в низкопроницаемой зоне и притоком по высокопроницаемому трещиноватому коридору. После 600 ч. (25 сут) угол падения на графике производной увеличивается, и видно влияние границы постоянного давления.

Диагностический график для второй задачи представлен на рис.П40. Начальный участок графика производной давления находится в пределах 0,01-1 ч. и имеет наклон, равный  $\frac{1}{2}$ . Он соответствует линейному притоку из зон низкой проницаемости в зону высокой проницаемости с практически мгновенным перераспределением давления в ней (на этом участке модель трещиноватого коридора ведёт себя эквивалентно модели трещины с бесконечной проводимостью). Падение производной в период с 1,5 ч. до 10 ч. соответствует влиянию двух границ постоянного давления. Падение производной после 10 ч., но с уменьшенным углом наклона, соответствует оттоку жидкости из трещиноватого коридора в низкопроницаемую часть пласта.

Диагностический график для третьей задачи представлен на рис.П41. Начальный горизонтальный участок графика производной давления находится в пределах 0,01-17 ч. Он соответствует радиальной фильтрации в низкопроницаемой зоне пласта. Затем отмечается падение производной – т.е. наличие переходного процесса – после чего отмечается горизонтальный

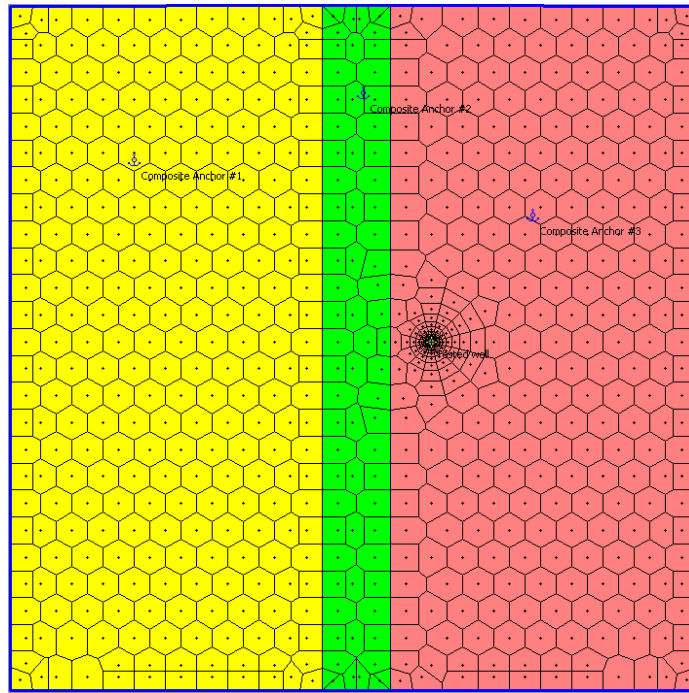
участок в пределах 140-230 ч. (5,8-9,6 сут), соответствующий потоку в трещиноватом коридоре. После 230 ч. (9,6 сут) следует рост производной – т.е. переходный процесс, заканчивающийся горизонтальным участком 900-1100 ч. (37,5-45,8 сут). Он соответствует радиальной фильтрации в низкопроницаемом пласте, находящемся за трещиноватым коридором. Резкое падение производной после 1100 ч. (45,8 сут) соответствует границе постоянного давления.

Диагностический график для четвертой задачи представлен на рис.П42. Начальный участок, на котором отмечается рост производной давления, находится в интервале 0,1-0,5 ч. Он соответствует линейному притоку по трещиноватому коридору. Затем в интервале 0,5-30 ч отмечается наличие переходного процесса. После этого в интервале 30-1000 ч. (1,3 – 41,7 сут) наблюдается рост производной, который соответствует линейному притоку по низкопроницаемой части пласта к трещиноватому коридору. После 1000 ч. (41,7 сут) резкое падение производной соответствует границе постоянного давления.

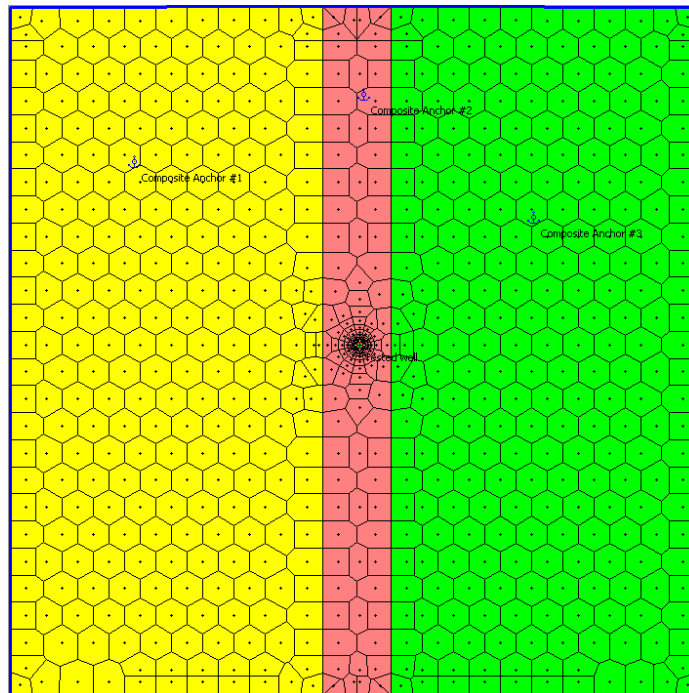
Для оценки влияния ствола на информативность кривой восстановления давления, регистрируемой с целью обнаружения нарушения и определения его фильтрационных характеристик, были проведены специальные расчёты для условий задачи 3 со следующими значениями постоянного коэффициента  $C$ , отражающего влияние ствола скважины, выбранной для исследования методом восстановления давления [97 – 105]:

1.  $C=0 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  – скважина закрыта на забое;
2.  $C=0,0025 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  – скважина полностью заполнена жидкостью;
3.  $C=0,023 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  – свободный подъем уровня в НКТ малого диаметра;
4.  $C=0,14 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  – свободный подъем уровня по всему стволу скважины (и в НКТ, и в затрубном пространстве).

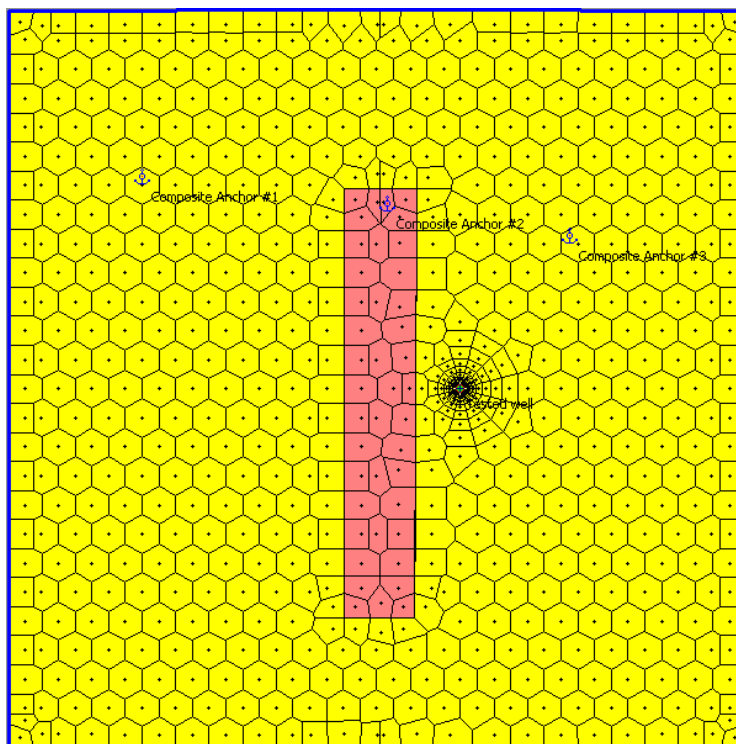
Результаты расчётов представлены на Рис. П43. Видно, что с уменьшением заполнения ствола скважины жидкостью – увеличивается время влияния ствола скважины на кривую восстановления давления. Это приводит к потере той информации о пласте, которая содержится в начальном участке этой кривой [97 – 105]. Так для случая  $C=0,0025 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  (скважина полностью заполнена жидкостью) влияние ствола скважины заканчивается через 0,4 ч.; для случая  $C=0,023 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  (свободный подъем уровня в НКТ малого диаметра) влияние ствола скважины заканчивается через 10 ч., а для случая  $C=0,14 \text{ м}^3 \cdot \text{см}^2/\text{кг}$  (свободный подъем уровня по всему стволу скважины) влияние ствола скважины заканчивается только через 60 ч. Таким образом, начальный горизонтальный участок производной давления в пределах 0,01-17 ч. соответствующий радиальной фильтрации в низкопроницаемой зоне пласта, может быть вообще не выявлен из-за эффекта влияния ствола скважины.



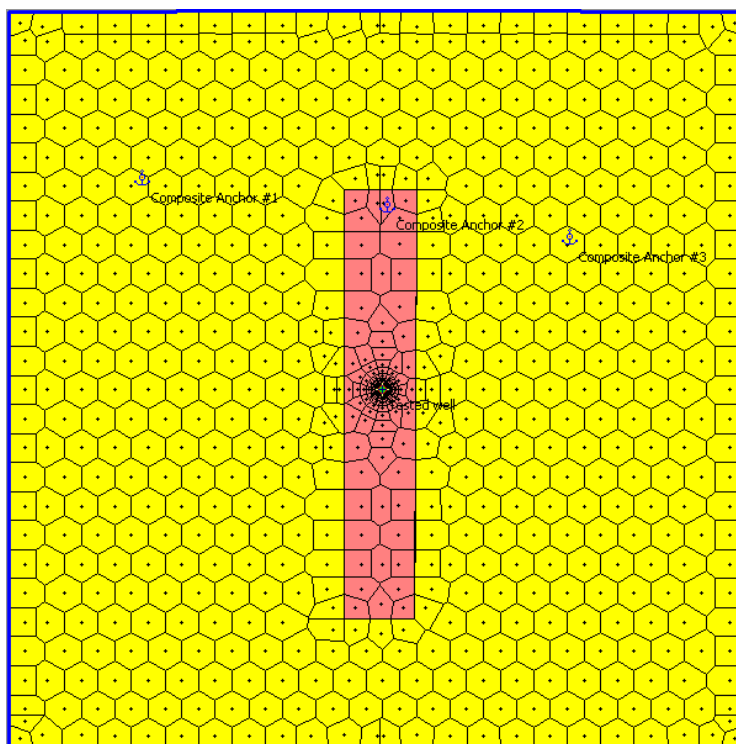
**Рис. П35. Расчётная сетка модели пласта с трещиноватым коридором, Задача 1; моделирование исследования методом восстановления давления; проницаемость жёлтой и розовой зоны 20 мД, проницаемость зелёной зоны 20000 мД**



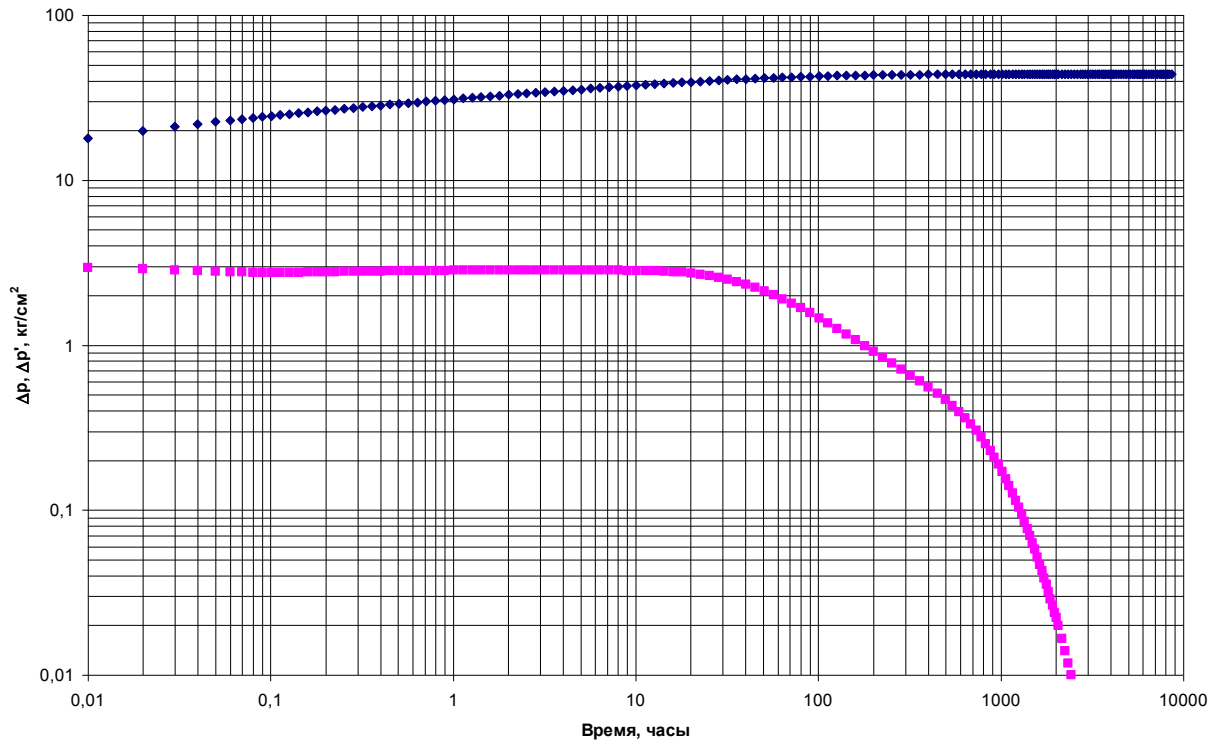
**Рис. П36. Расчётная сетка модели пласта с трещиноватым коридором, Задача 2; моделирование исследования методом восстановления давления; проницаемость жёлтой и зелёной зоны 20 мД, проницаемость розовой зоны 20000мД**



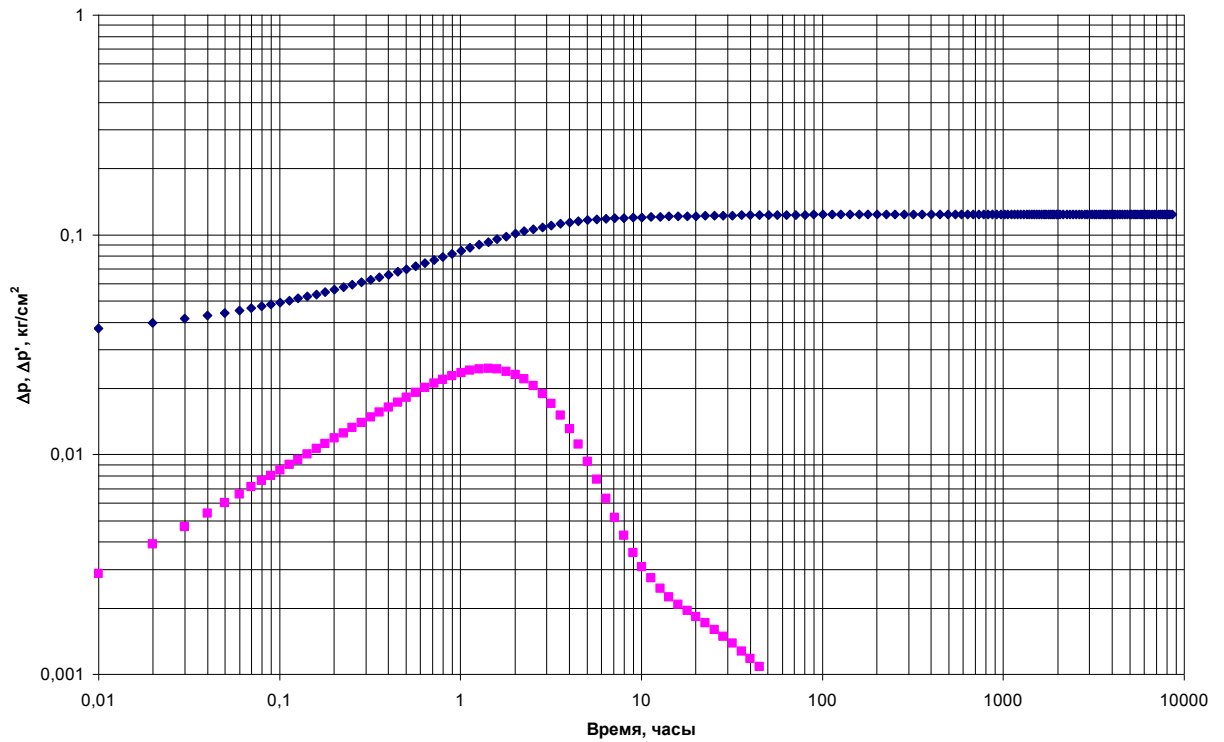
**Рис. П37. Расчётная сетка модели пласта с трещиноватым коридором, Задача 3; моделирование исследования методом восстановления давления; проницаемость жёлтой зоны 20 мД, проницаемость розовой зоны 20000мД**



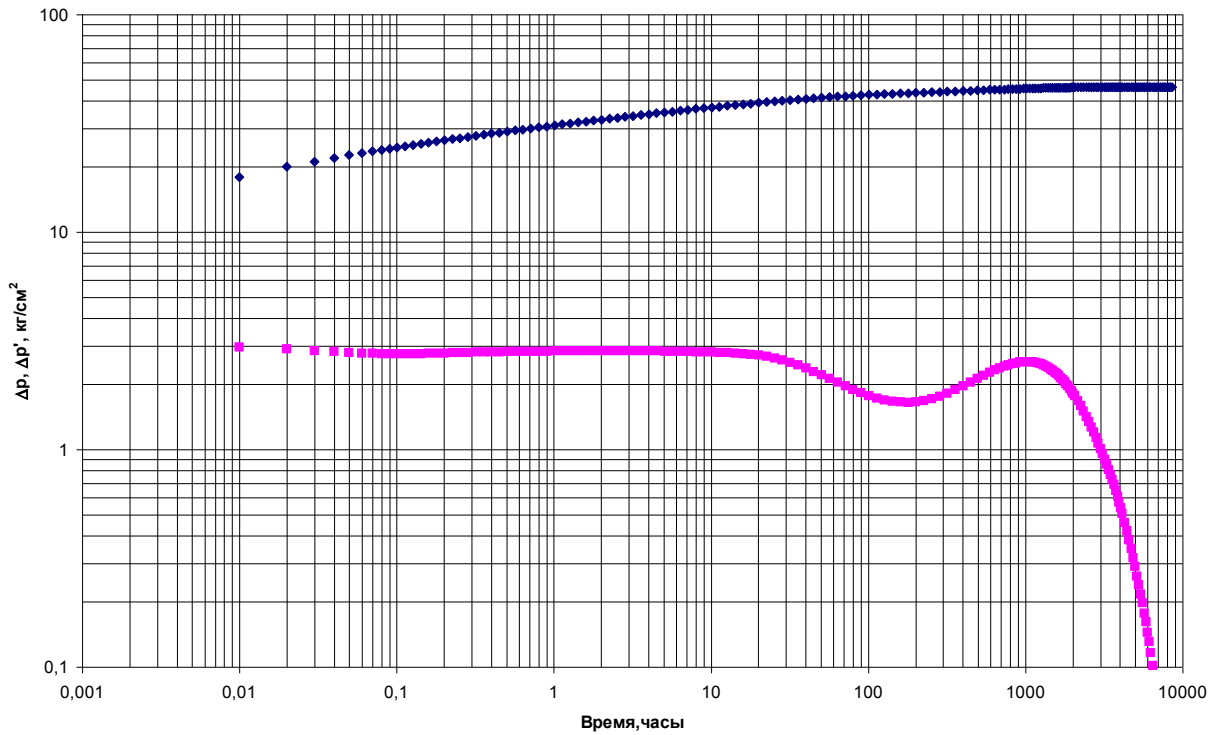
**Рис. П38. Расчётная сетка модели пласта с трещиноватым коридором, Задача 4; моделирование исследования методом восстановления давления; проницаемость жёлтой зоны 20 мД, проницаемость розовой зоны 20000мД**



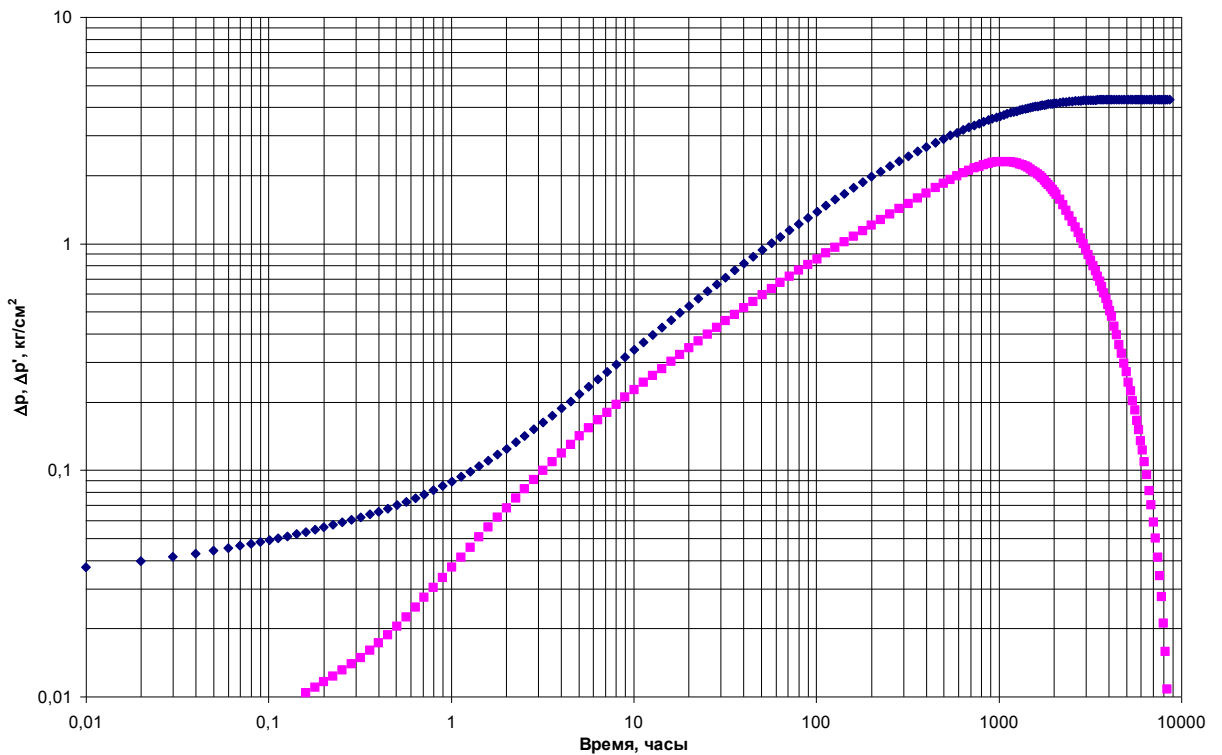
**Рис. П39. Диагностический график для Задачи 1 в модели пласта с трещиноватым коридором**



**Рис. П40. Диагностический график для Задачи 2 в модели пласта с трещиноватым коридором**

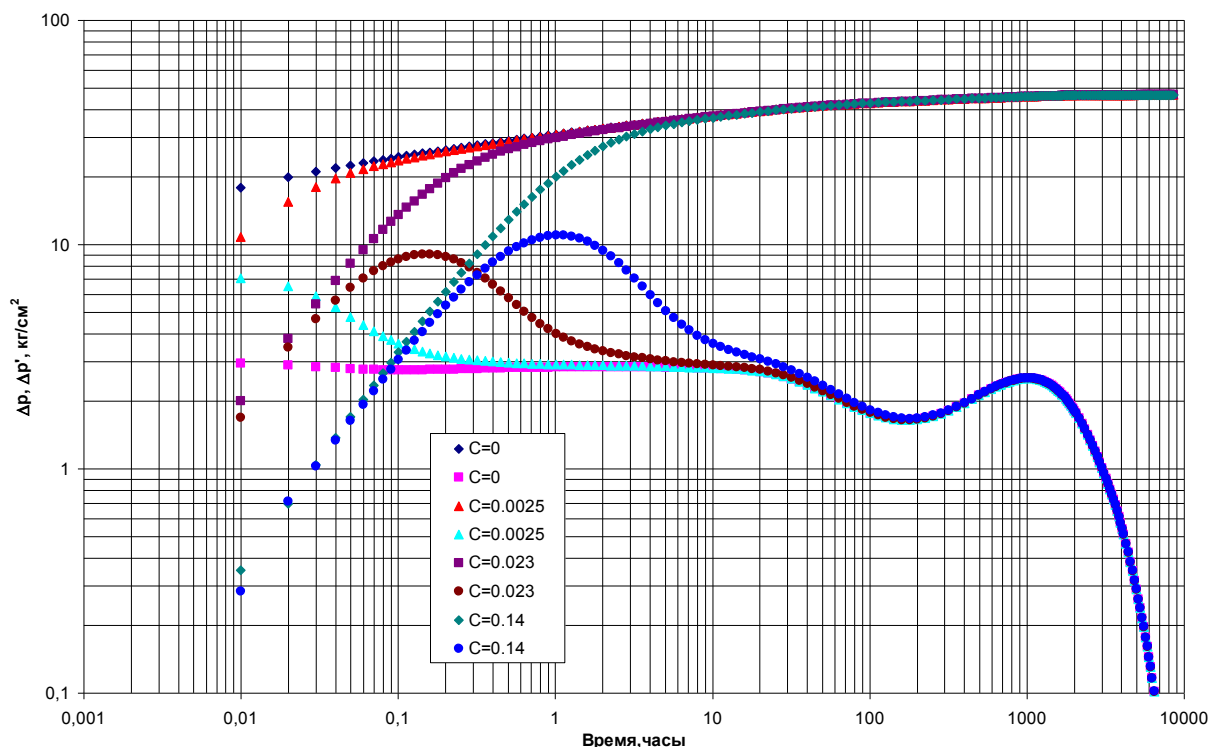


**Рис. П41. Диагностический график для Задачи 3 в модели пласта с трещиноватым коридором**



**Рис. П42. Диагностический график для Задачи 4 в модели пласта с трещиноватым коридором**





**Рис. П43.** Диагностический график для Задачи 3 в модели пласта с трещиноватым коридором. Влияние ствола скважины

### 3. Моделирование ГДИС методом гидропрослушивания

Для случая проведения ГДИС методом гидропрослушивания рассмотрены следующие две модели:

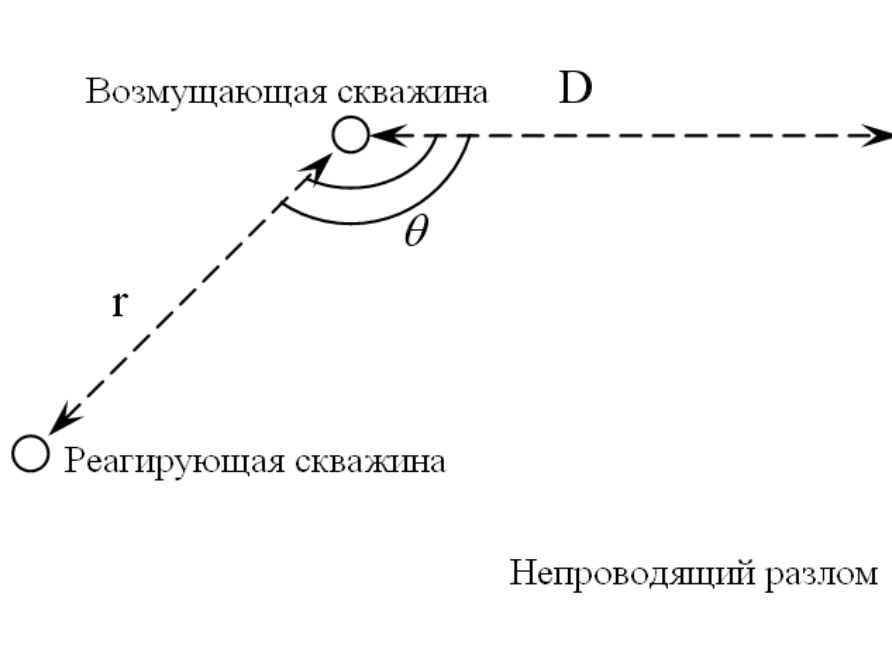
1. Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей;
  2. Модель пласта с непроницаемой полубесконечной границей.
- Ниже приведено описание этих двух моделей.

#### 3.1 Модель пласта с непроницаемой бесконечной границей

Данная модель является аналитической. В этой модели нарушение представлено непроницаемой границей бесконечной протяжённости. Определяемыми параметрами являются:

- расстояние от возмущающей скважины до границы  $D$ ,
- угол  $\theta$  между перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, и отрезком, соединяющим возмущающую и реагирующую скважины.

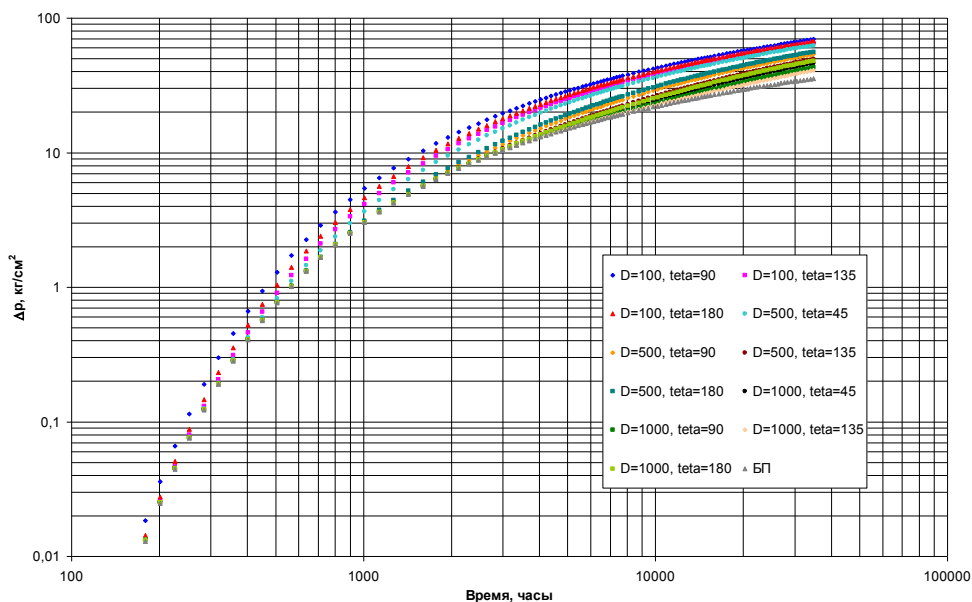
Геометрия задачи показана на рис. П44.



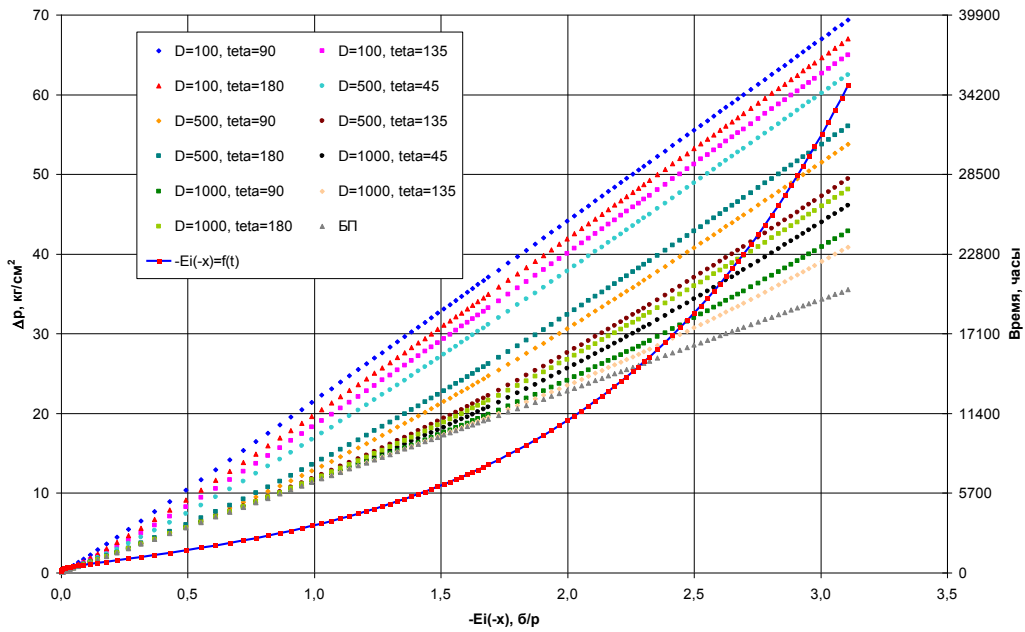
**Рис. П44. Геометрия модели пласта с непроницаемой бесконечной границей; моделирование исследования методом гидропрослушивания**

Рассмотрены варианты величин расстояния  $D = 100, 500$  и  $1000$  м и угла  $\theta - 45^\circ, 90^\circ, 135^\circ$  и  $180^\circ$ , при проницаемости пласта  $k = 5, 100$  и  $1000$  мД.

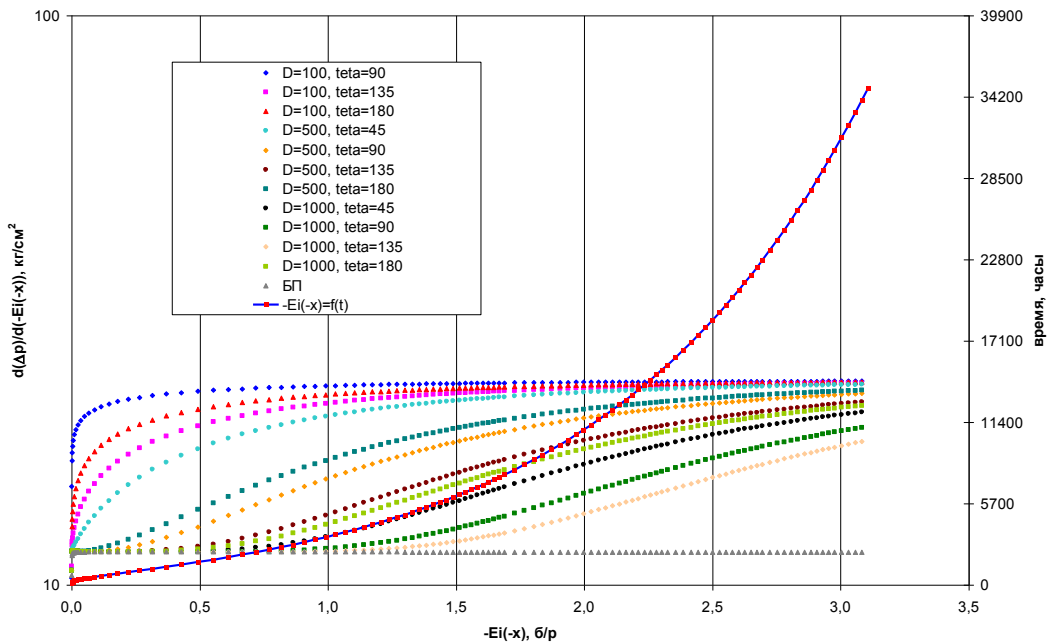
Графики реакции и её производной, полученные в результате расчётов, представлены на рис. П45 – П53.



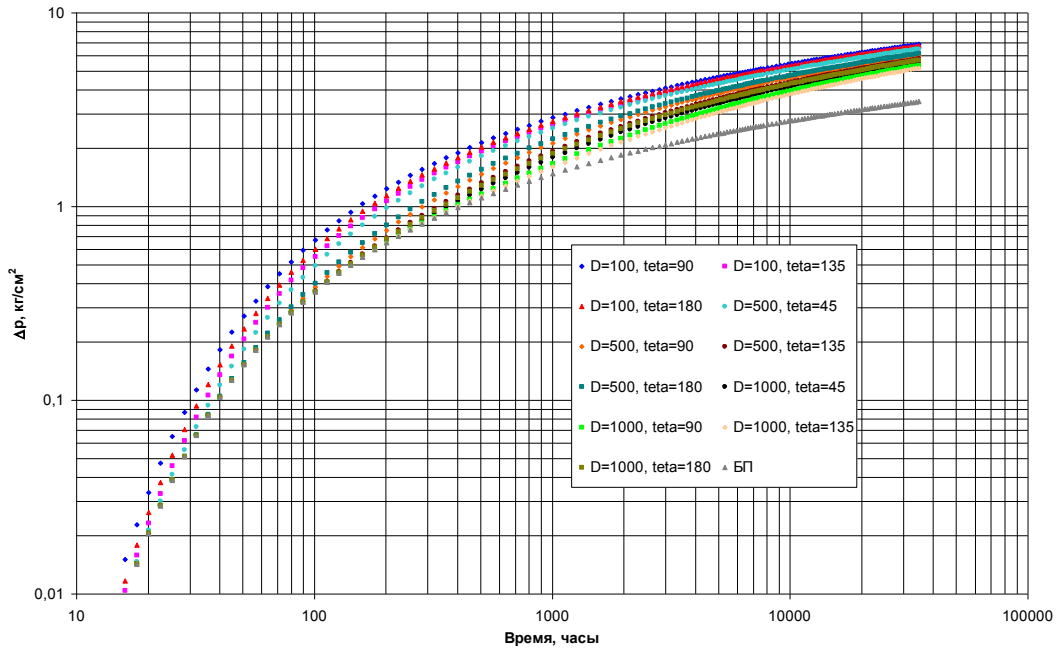
**Рис. П45. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей; проницаемость пласта 5 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  $\theta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы**



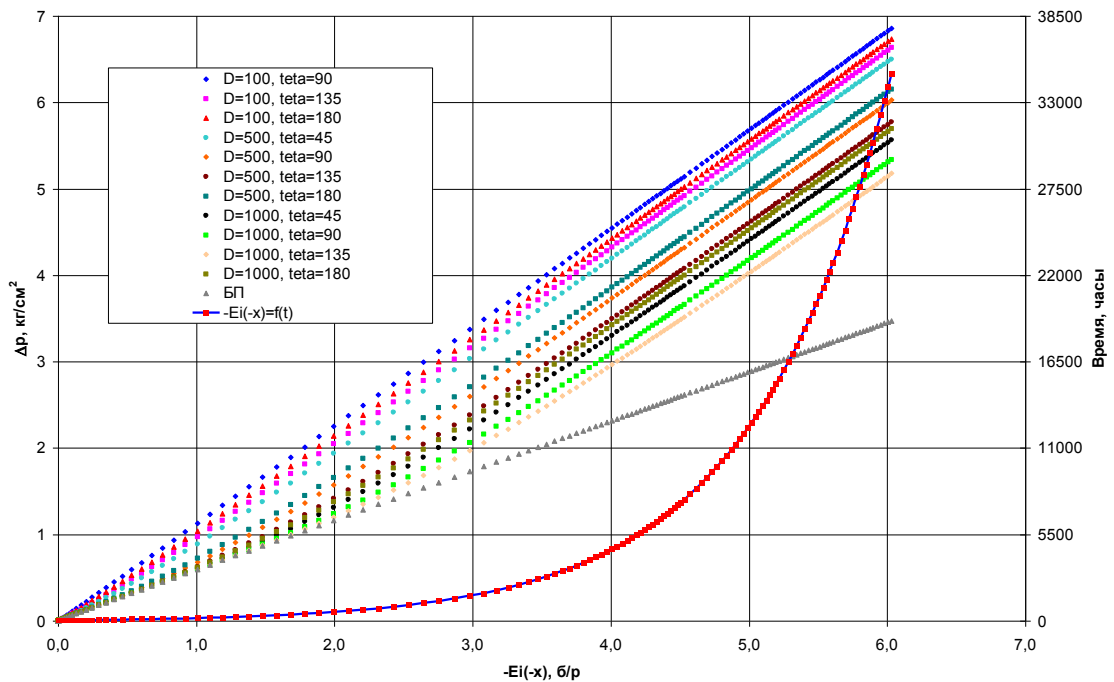
**Рис. П46. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 5 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



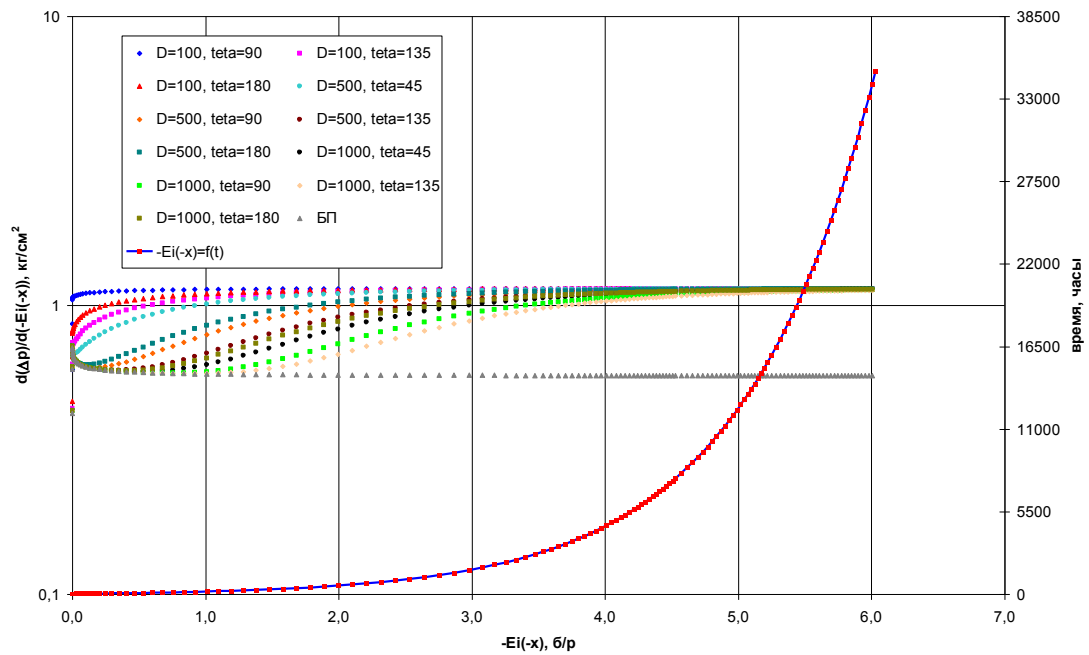
**Рис. П47. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 5 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



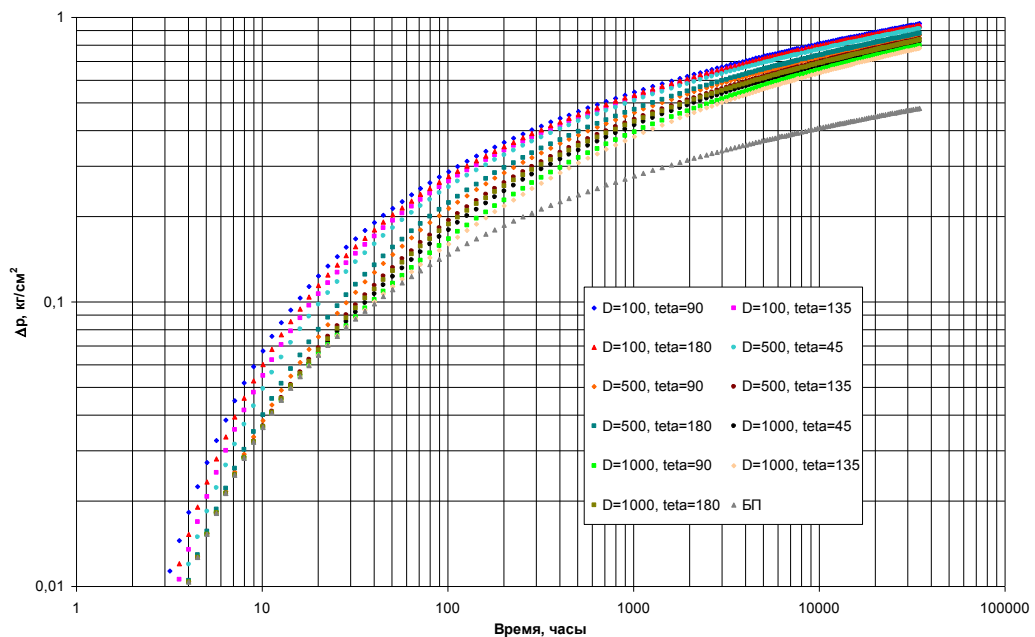
**Рис. П48. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  
 $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



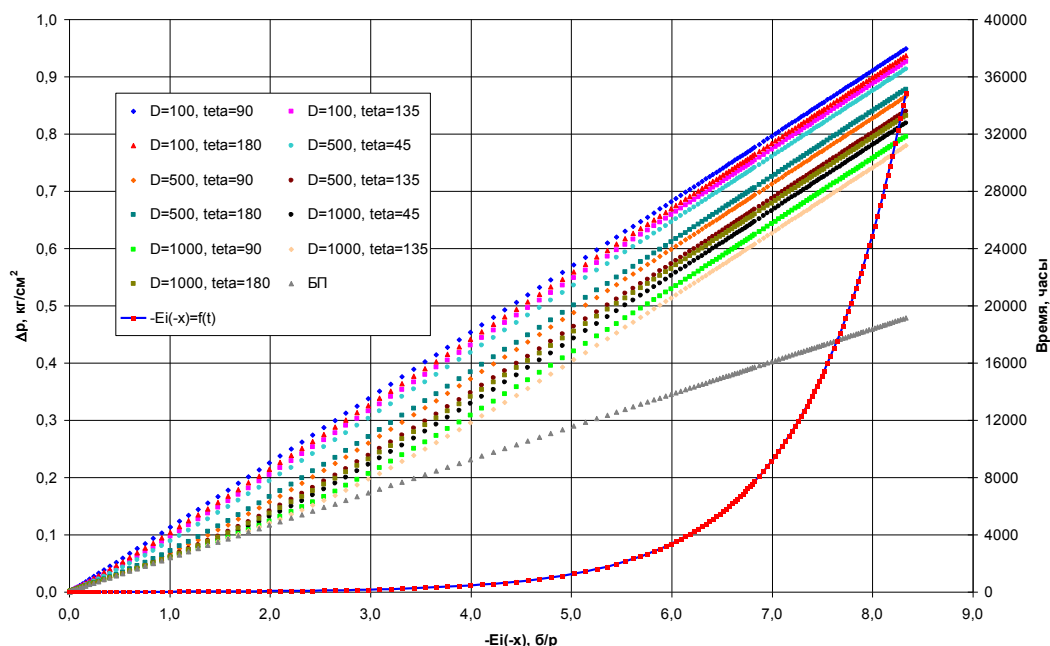
**Рис. П49. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  
 $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



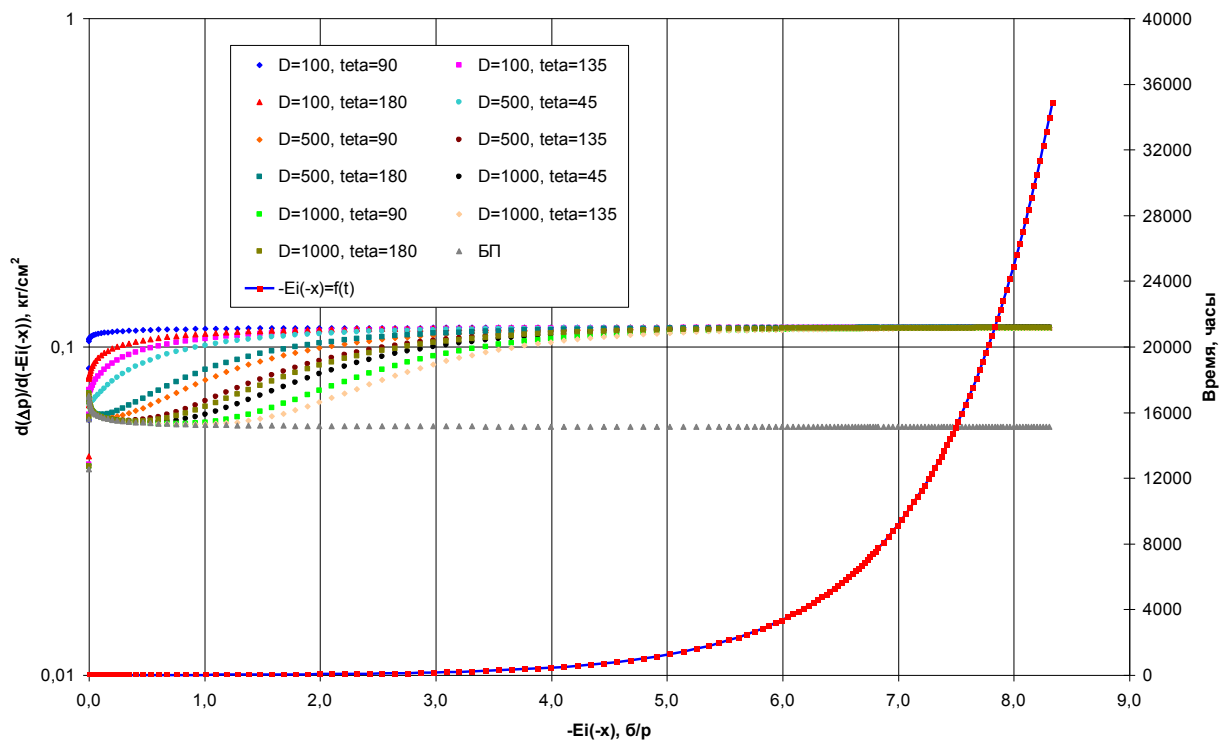
**Рис. П50. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  
 $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



**Рис. П51. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 1000 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  
 $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



**Рис. П52. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 1000 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы



**Рис. П53. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $D$  – расстояние от возмущающей скважины до границы, м;  $teta$  – угол между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу, градусы

По кривым реагирования в полулогарифмических координатах, представленным на рис. П45, П48 и П51 можно определить время простоя реагирующей скважины, необходимое для получения реакции в промысловых условиях.

Идентифицировать модель пласта по этим графикам нельзя. Видно, что с увеличением расстояния от возмущающей скважины до границы  $D$  при постоянном угле  $\theta$  реакция уменьшается. Влияние угла  $\theta$  на величину реакции при постоянном расстоянии от возмущающей скважины до границы  $D$  носит сложный нелинейный характер.

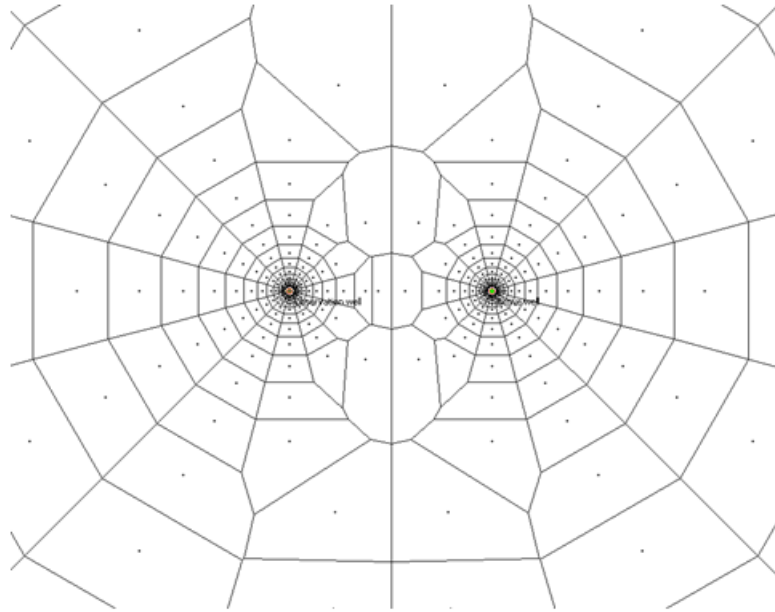
Идентифицировать модель пласта можно по графикам кривых реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П2.46, П2.49 и П2.52) и графикам производных кривых реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П47, П49, П53).

**На кривых реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П46, П49 и П52) угол наклона конечного участка для модели пласта с непроницаемой бесконечной границей в 2 раза больше, чем для случая модели однородного бесконечного пласта.**

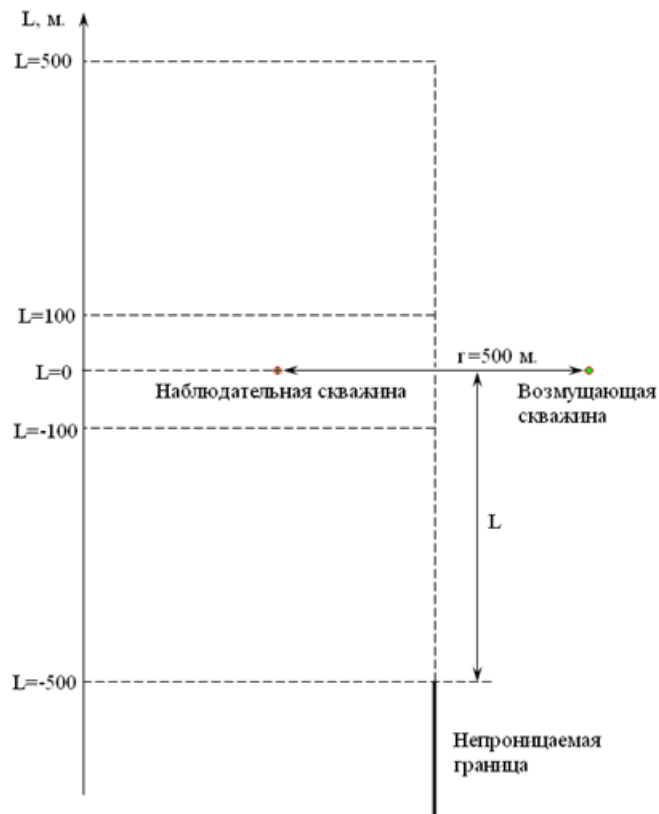
На производных кривых реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П47, П49, П53) видно существенное отклонение кривых, соответствующих модели пласта с непроницаемой бесконечной границей, от прямой линии, параллельной горизонтальной оси, соответствующей модели однородного бесконечного пласта.

### **3.2 Модель пласта с непроницаемой полубесконечной границей**

Данная модель является численной, в которой нарушение моделируется **непроницаемой полубесконечной** границей. Модель однослойная, однофазная, в плане имеет форму квадрата со стороной 33000 м. В качестве расчётной сетки используется сетка Вороного, показанная на рис. П54. Поскольку с помощью численной модели нельзя рассчитывать задачи в бесконечном пласте, на вертикальных границах модели задано условие постоянного давления, кровля и подошва непроницаемы. Расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами 500 м. В этой модели определяемым параметром является расстояние  $L$  от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, рис. П55.



**Рис. П54. Участок расчётной сетки в районе возмущающей и реагирующей скважин для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей; моделирование исследования методом гидропрослушивания**



**Рис. П55. Расположение скважин и границ в модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей; моделирование исследование методом гидропрослушивания**



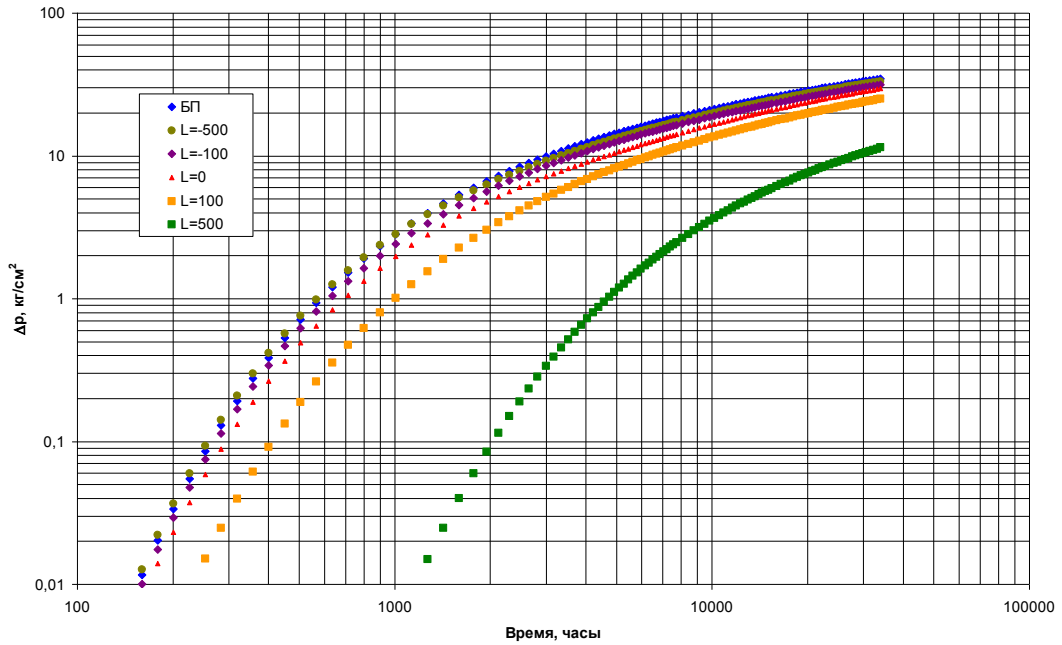
При моделировании рассматривались величины проницаемости пласта  $k=5, 100$  и  $1000$  мД, и расстояния от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, равные  $L = -500, -100, 0, 100, 500$  м, рис. П.55.

Графики реакции и её производной, полученные в результате расчётов, представлены на рис. П56-П64.

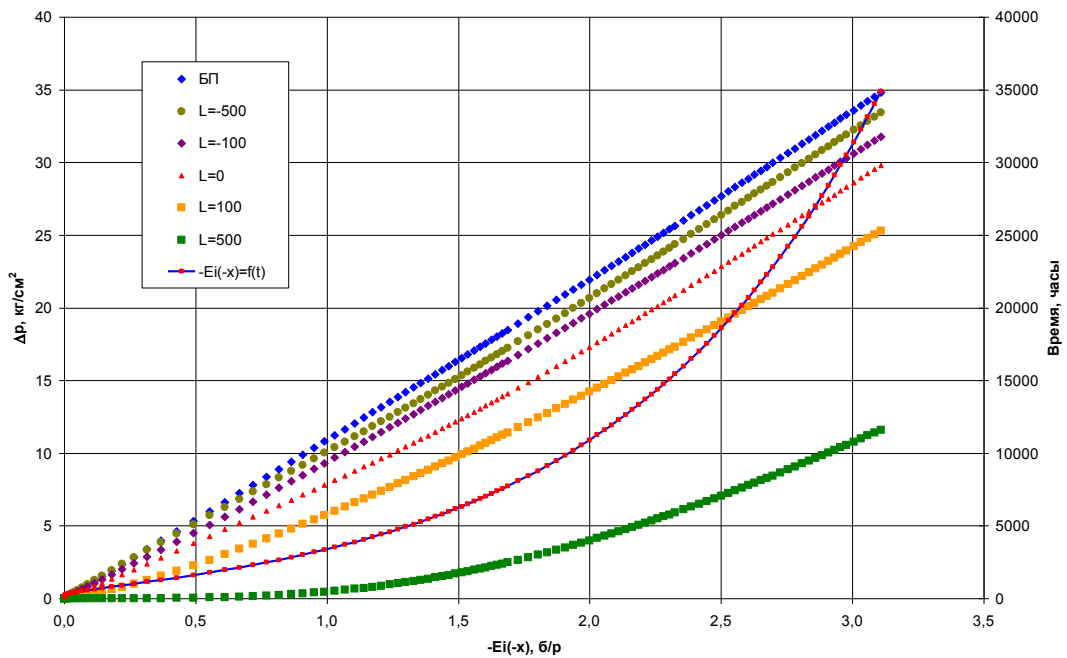
По кривым реагирования в полулогарифмических координатах, представленным на рис. П56, П59 и П62 можно определить время простоя реагирующей скважины, необходимое для получения реакции в промышленных условиях. Идентифицировать модель пласта по этим графикам нельзя. Видно, что с уменьшением расстояния  $L$  от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы величина реакции растёт.

Идентифицировать модель пласта можно по графикам кривых реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П57, П60 и П63) и графикам производных кривых реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П58, П61, П64):

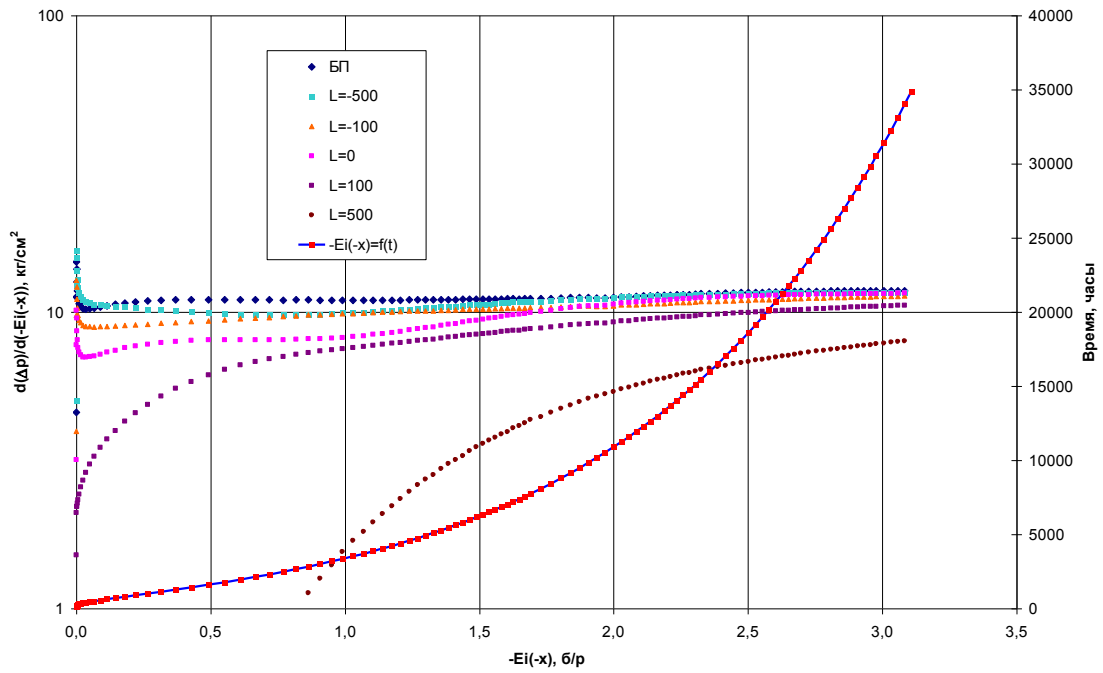
- ❖ На кривых реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П57, П60 и П63) для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей угол наклона конечного участка уменьшается с ростом  $L$ . Кроме того, с ростом  $L$  кривая реагирования все больше отклоняется от прямой, характерной для модели однородного бесконечного пласта.
- ❖ На производных кривых реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  (рис. П58, П61, П64) видно существенное отклонение кривых, полученных в модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей, от прямой линии, параллельной горизонтальной оси, соответствующей модели однородного бесконечного пласта.



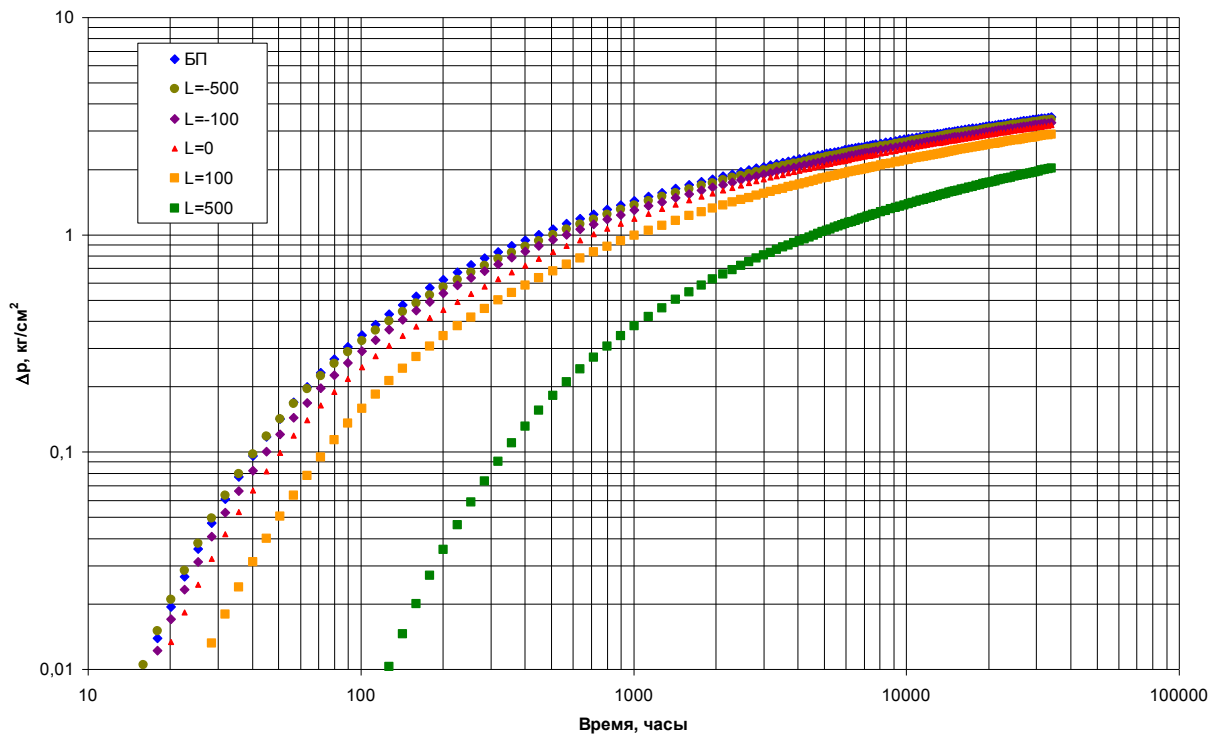
**Рис. П56. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 5 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



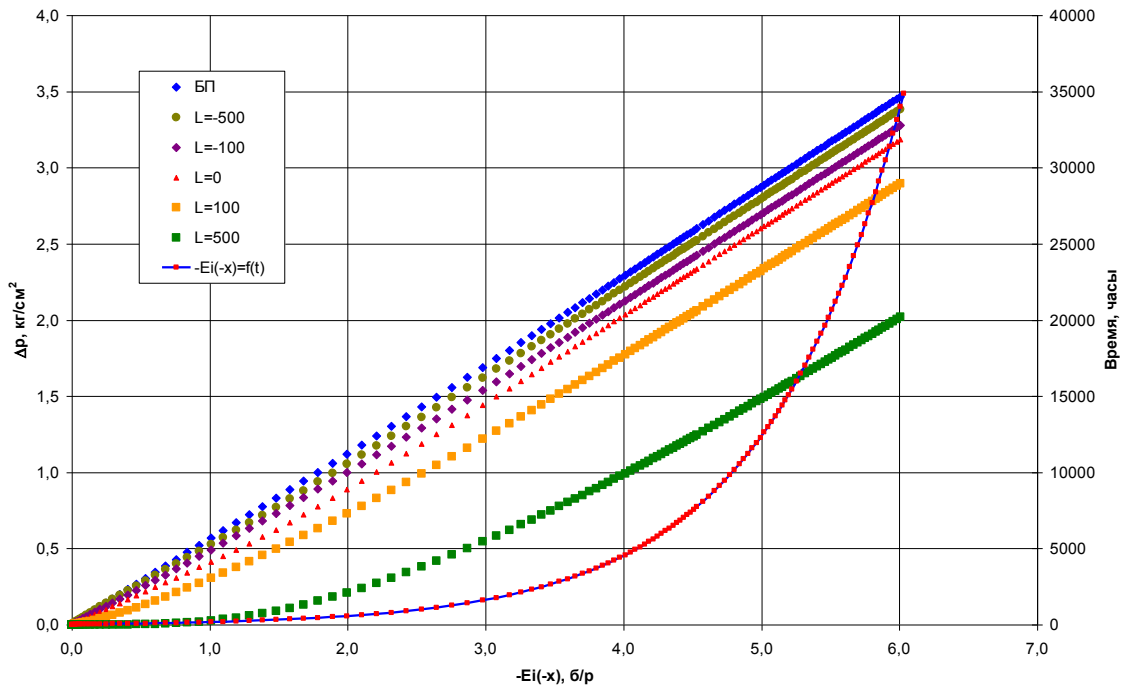
**Рис. П57. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 5 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



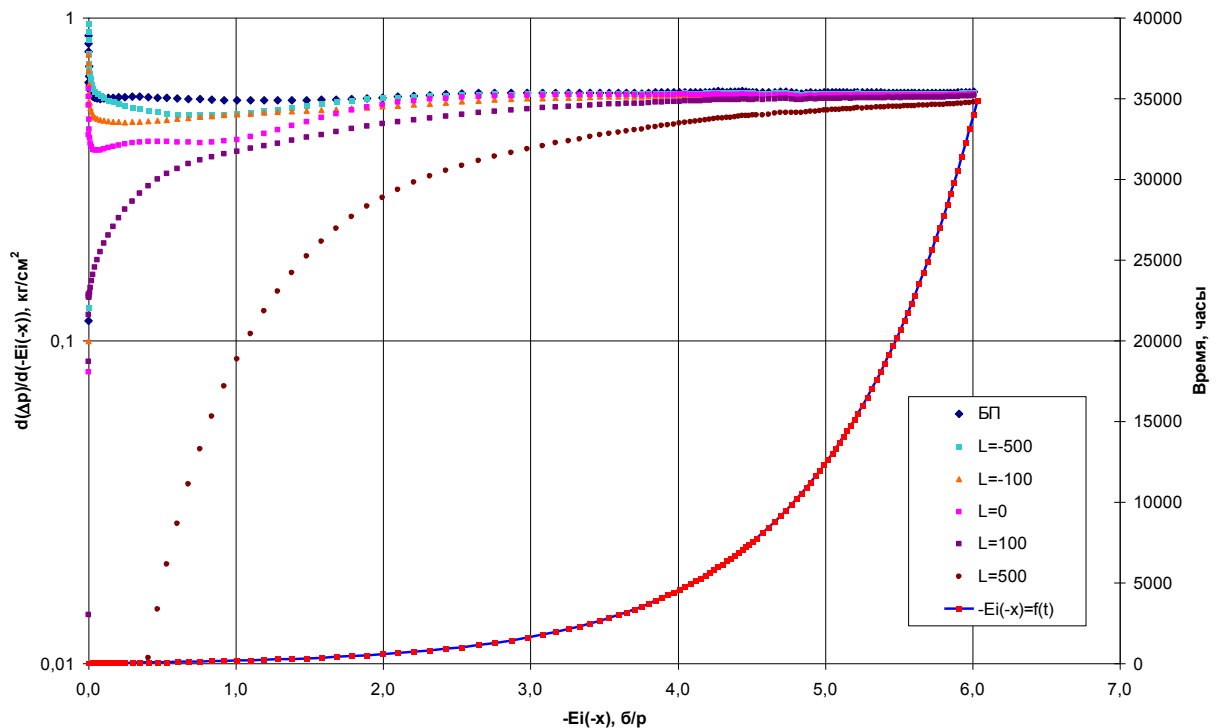
**Рис. П58. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей; проницаемость пласта 5 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м**



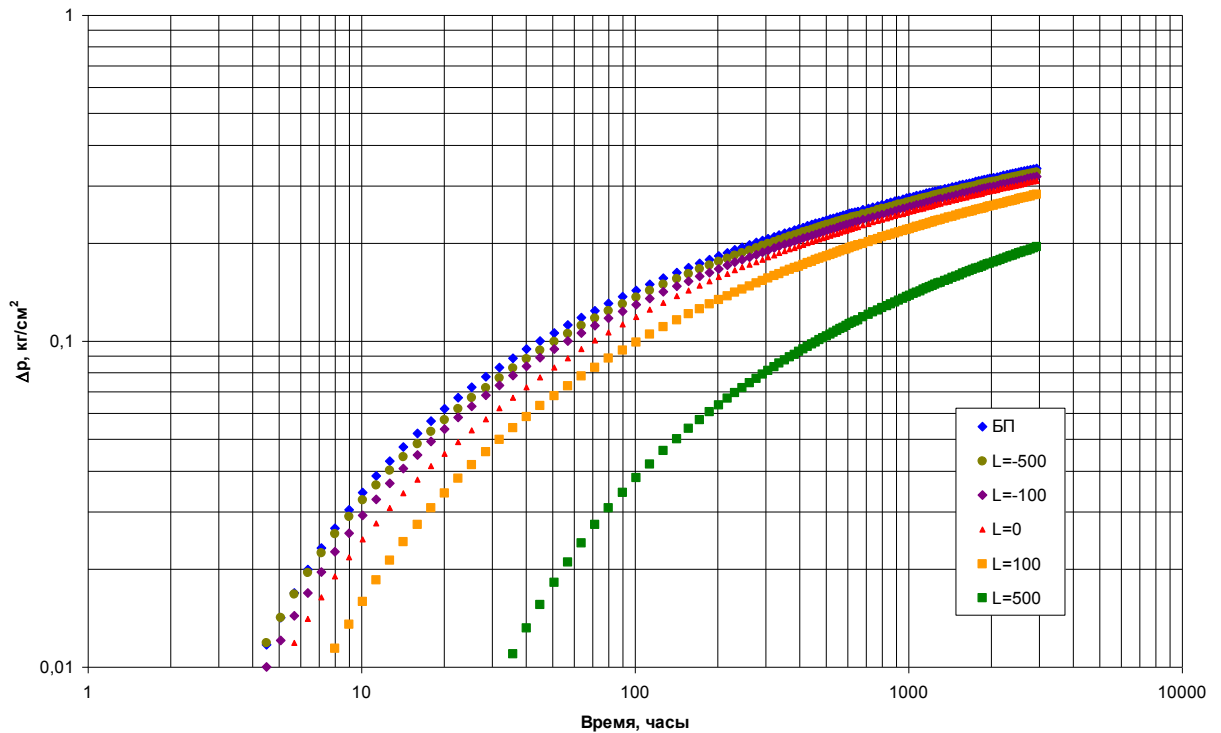
**Рис. П59. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей; Проницаемость пласта 100 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м**



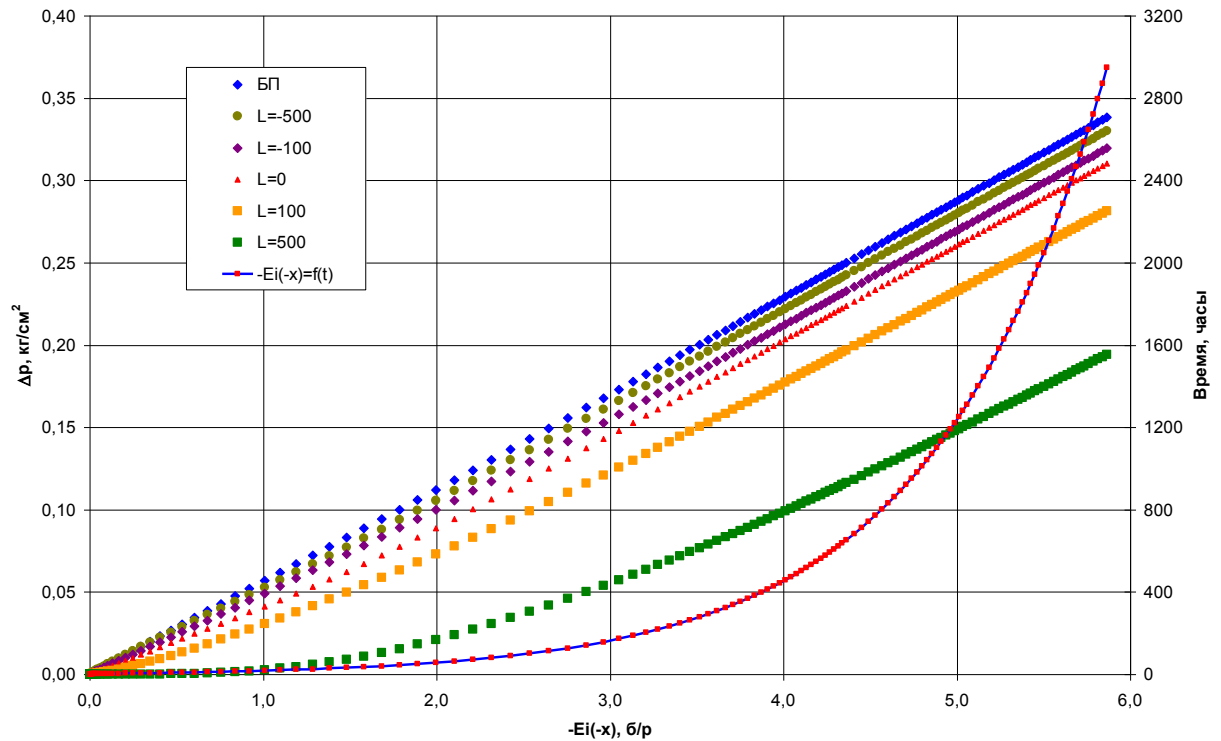
**Рис. П60. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



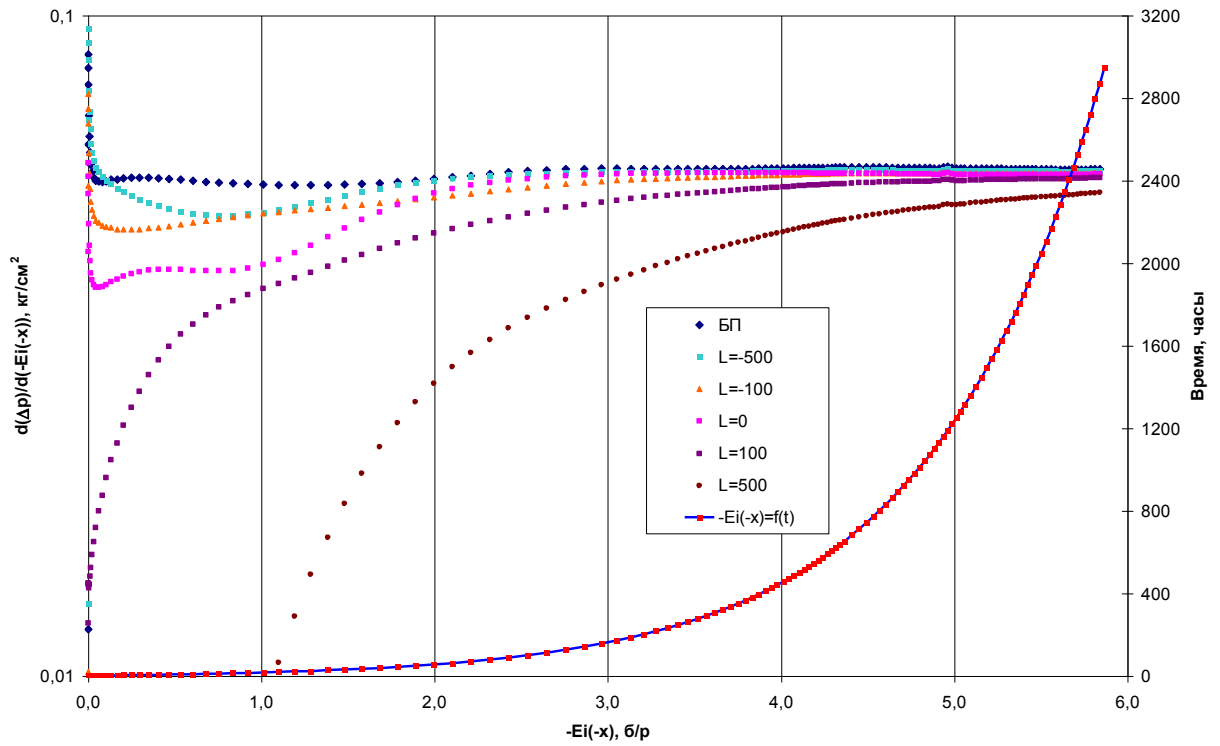
**Рис. П61. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;**  
 проницаемость пласта 100 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



**Рис. П62. Кривые реагирования в полулогарифмических координатах для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;** проницаемость пласта 1000 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



**Рис. П63. Кривые реагирования в координатах  $\Delta p$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей;** проницаемость пласта 1000 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м



**Рис. П64. Кривые реагирования в координатах  $d(\Delta p)/d(-Ei(-x))$  от  $-Ei(-x)$  для модели пласта с непроницаемой полубесконечной границей; проницаемость пласта 1000 мД;  $L$  – расстояние от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, м**

**Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П.**

**Возможность определения фильтрационных  
параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных  
месторождениях по данным гидродинамических  
исследований пластов и скважин**

*Компьютерное оформление*

*Н.П. Ефимовой*

*М.Я. Якубович*

*Предпечатная подготовка*

*П.Э. Кутепова*

Подписано в печать \_\_\_\_\_ 2018. Тираж 30 экз. Заказ № \_\_\_\_\_  
Формат \_\_\_\_\_. Печ. л. \_\_\_\_\_

Отпечатано в ООО «Красногорский полиграфический комбинат»  
107140, Москва, 1-й Красносельский переулок, дом 3, офис 17