

РЕГИСТРАЦИЯ ЭФФЕКТОВ САМООРГАНИЗАЦИИ ФЛЮИДОГЕОДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ ТЕХНОГЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

В.А. Лотарев
ООО «Союз», г. Нефтеюганск

Разработка месторождений полезных ископаемых влечет нарушение хода естественных процессов из-за наложения влияния техногенеза. При анализе материалов исследований ярко выраженные аномалии, характеризующие естественно-техногенные преобразования чаще всего не интерпретируются должным образом.

1. Механизмы техногенных преобразований

Диссипативные свойства геологической среды и входящих в нее объектов проявляются в естественных и естественно-техногенных процессах, происходящих на разрабатываемых месторождениях полезных ископаемых. Выявление наиболее общих закономерностей этих процессов позволит перейти к управлению проектированием, строительством, разработкой и консервацией экогеотехнических комплексов (ЭГТК) на ином уровне, с технологиями и модельными представлениями, соответствующими приобретаемым новым знаниям.

Приемы позитивного мышления в геологии при теоретических и модельных построениях часто основаны на стереотипных представлениях и не способствуют реализации инновационных проектов. Необходим действенный мониторинг и анализ технологических процессов с учетом эмерджентности флюидогеодинамических систем (ФГДС).

Существенные корпоративные преобразования системы характерны для всех этапов строительства и заканчивания скважин:

- перед первичным вскрытием пластов и во время его;
- при вторичном их вскрытии;
- во время гидроразрыва пластов;
- при запуске скважин в эксплуатацию;
- при вводе системы поддержания пластового давления (ППД).

При проведении различных геолого-технологических мероприятий в системе происходят изменения параметров геологической среды. Во время эксплуатации скважин

разрушается естественная природная система, параметры которой могут изменяться как монотонно, так и дискретно, формируются техногенные зональные неоднородности.

Основными механизмами, управляющими процессами техногенных преобразований, являются:

- самоорганизация геологической среды (синергетика диссипативных систем);
- волновой характер естественных и техногенных процессов;
- несовершенство используемых технологий;
- активность порового пространства;
- энергонасыщенность геологической среды;
- изменение термобарических условий;
- анизотропия пластов;
- перекрестные эффекты;
- влияние системы разработки.

Энтропия и энтальпия, меняющиеся в процессе разрушения месторождения, характеризуют интенсивность процессов, поэтому основными методами исследований являются глубинные термометрия и барометрия.

В практической геологии наблюдаемые и измеряемые параметры геологической среды в реальности являются косвенными; даже «прямые методы» (отбор керн и глубинных проб флюидов) не изменяют ситуацию. Керн, поднятый на поверхность, неоднократно меняет во времени свои свойства, минералы в шлифах изменяют сингонию, компонентный состав флюида изменчив в зависимости от условий, времени отбора проб. Только множественная корреляция, статистическая обработка данных геофизических и гидродинамических исследований позволяет получать приемлемые данные. Значительная часть мониторинга технологических процессов не проводится, и остаются практически неизвестными их значимые эффекты.

Естественное формирование ФГДС происходило и продолжает происходить в условиях активных нелинейных геодинамических процессов. Самоорганизация периодических волновых процессов приводит в течение геологического времени к формированию в пределах нефтегазоносных бассейнов устойчивых материально-энергетических систем автоволнового характера. Функционирование таких систем носит пульсационный характер, что отчасти связано с импульсными энергетическими воздействиями. Движение флюидов обеспечивается неравномерной плотностью

интегрального разночастотного поля (Л.А. Абукова, 1999 г.; Л.А. Абукова, А.А. Карцев, 1999 г.). Техногенное воздействие вносит свой вклад в природные механизмы, вызывает определенную подстройку естественных процессов, а это сопровождается определенным откликом системы, регистрируемым различными методами исследований (В.А. Лотарев, 2008 г.).

2. Преобразования горных пород при строительстве скважин

Причинно-следственный характер возникающих осложнений в процессе первичного вскрытия пластов не полностью объясним простыми модельными представлениями, хорошо известными и воспринимаемыми специалистами. Сложнейшие физико-химические и волновые преобразования, сопутствующие вскрытию, способны вызвать хорошо известные процессы, к которым относятся: нефтегазопроявления, поглощение технологических растворов, прихваты оборудования и его разрушение.

Формирование ствола в процессе бурения прямым образом связано с трансформацией пластовых систем не только в прискважинной зоне, но и на более удаленных от ствола скважины расстояниях.

Процесс бурения скважин сопровождается широким спектром механизмов воздействия на геологическую среду: вибрационной, акустической, электромагнитной, фильтрационной, гравитационной и иной природы при изменяющемся напряженно-деформированном состоянии (НДС) горных пород.

Метастабильность породобразующих минералов в этих условиях влечет перекристаллизацию, т.е. изменение свойств горных пород на качественном уровне. Дилатансия, тиксотропия, облитерация, физико-химические процессы, электрокинетические явления, эффекты П.А. Ребиндера и Б.В. Дерягина составляют далеко не полный перечень действующих механизмов преобразований.

Как и в естественных условиях, при техногенезе «в результате энергетического воздействия реализуется перевод статических природных элементарных тел (микрогенераторов, микрорезонаторов, микроосцилляторов) в динамические элементарные тела» (Дмитриевский, 2011).

Одним из доминирующих факторов, оказывающих значимое влияние как на преобразование геологической среды, так и на ход строительства скважин является анизотропия физико-механических свойств горных пород (В.А. Лотарев, 2013 г.). Специфика влияния множества факторов и их синергетический эффект должен изучаться

в пространственно-временном континууме геологического разреза скважины. В геолого-технологические исследования должны быть включены дополнительно дифференциальные методы по термометрии, барометрии и акселерометрии.

2.1. Дилатансия. Регистрация преобразований в лабораторных условиях и при бурении скважин

При соблюдении технологии бурения скважин видимые связи между ней и неожиданно развивающимися осложнениями с последующими прихватами и другими эксцессами отсутствуют, что указывает на латентные геолого-физические свойства среды, скрытые от явных наблюдений в большинстве случаев. Природу дилатансии обычно связывают с изменением НДС горных пород. Но развитию этого явления соответствует узкий спектр действующих динамических механизмов. Глубинная дилатансия связана с процессами на границах волноводов, в литологических разностях, характеризующихся различием модулей упругости горных пород. Поэтому дилатансионные процессы зависят от выбора способа бурения, бурового оборудования и компоновки низа буровой колонны (КНБК).

При дилатансии изменяются физические свойства горных пород, изменяется напряженно-деформированное их состояние и они разуплотняются. В.В. Попов (2009) приводит результаты эксперимента с образцами керна, поднятого с больших глубин на установке, оснащенной тензодатчиками (рис. 1).

Изменения, регистрируемые тензодатчиками, носят волновой характер во времени (см. рис. 1Б). Обобщенный график изменения скорости прохождения упругих волн также указывает на волновой характер процессов (см. рис. 1В). Характерно, что для известняков в приповерхностных слоях изменения минимальны. Но в скважинных и пластовых условиях динамика изменений данных литологических типов будет иная, что будет рассмотрено ниже.

При бурении скважин и во время формирования их стволов также происходят преобразования геологической среды. В условиях литологической неоднородности процессы преобразований могут диагностироваться методами ГИС и ГДИ.

В отдельных случаях при бурении отмечался «энергетический сброс», при котором температура циркулирующего бурового раствора повышалась на несколько десятков градусов. Технологические службы при этом дают дежурный ответ: «Идет какая-то реакция». Разумеется, что ни вводимые реагенты, ни гидрогеохимические процессы при

отработанной рецептуре бурового раствора на столь масштабное явление, длительностью до суток, не способны. Отмечался и слом бурового инструмента в процессе бурения.

На скважинах Приобской площади при отборе кернa на плотных прослоях неоднократно наблюдалось ухудшение проходки из-за «подклинивания» буровой головки. За 7–10 м проходки происходил износ бокового вооружения БГ-212 до диаметра 202–203 мм, что не свойственно даже при отборах кернa из более крепких пород.

На геолого-геофизическом разрезе Викуловской свиты по кавернометрии отмечается наличие глинистой корочки на плотных известковистых прослоях, интерпретируемых как непроницаемые (рис. 2). Часть из них, пройдя стадию преобразований при резонансных вибро–акустических эффектах, стали трещиновато-пористыми.

При проведении окончательного каротажа интервал преобразования может отмечаться как псевдоколлектор по ПС, но кавернометрия характеризует каверну. Это связано с развитием техногенной трещиноватости при резонансных эффектах в плотном прослое (рис. 3).

2.2. Возможность регистрации процессов преобразований при бурении

Включение в комплекс геолого-технологических исследований (ГТИ) метода гидродинамического каротажа (Поляков, Урманцев, 2007) позволит вести регистрацию динамических параметров и решать следующие технические, технологические и геологические задачи:

- влияние компоновки низа бурильной колонны на удаление с забоя продуктов разрушения горных пород различных литотипов, слагающих геологический разрез;
- анализ изменения гидравлического сопротивления в кольцевой зоне;
- применимость бурового вооружения при различных режимах работы по разрезу скважины;
- оптимизация технологических приемов и режимов работы по разрезу скважины;
- характеристика работы буровых растворов, их реологических свойств в термобарических условиях скважины;
- проблемы сальникообразования, поршневания и пр. при СПО;
- контролирование приемов работы бригады (дисциплинирующий момент);

- выявление интервалов в разрезах скважин, способных к преобразованиям по геологическим параметрам (литотипу, способности к поглощению или отдаче флюида);
- количественное определение «обменных процессов» в системе скважина–пласт;
- определение масштабов области преобразований ФГДС по термодинамическим параметрам;
- исключение неопределенности при строительстве скважин.

Образ происходящих процессов позволяет при существующем аппаратурном и программном обеспечении получать, детализировать, видоизменять необходимые данные.

Вибромеханическое воздействие на пространство в прискважинной области может повлечь развитие обменных процессов вне зависимости от соотношений динамического давления рабочей жидкости и пластового давления. Характер пульсаций давлений указывает на существование резонансных явлений в процессе бурения (рис. 4). При гидродинамическом каротаже появляется возможность отслеживать процессы технологического плана, выделять зоны «поглощения» и «отдачи».

3. Вторичное вскрытие пластов

Вторичное вскрытие пластов выполняется различными способами к ним относятся:

- перфорация, заложенная конструктивными особенностями обсадной колонны;
- гидropескоструйная перфорация;
- пулевая перфорация;
- пластическая перфорация (гидромониторная щелевая – ГМЩП);
- перфорация торпедированием;
- сверлящая перфорация;
- перфорация, выполненная бурением шпуров – каналов;
- кумулятивная перфорация.

Каждый способ в той или иной мере способен изменять состояние пласта – коллектора. Рассмотрим влияние на преобразование пластовой системы – кумулятивной перфорации, осуществляемой более, чем в 90% скважин.

В ряде работ (Попов, 2009; Поляков, Урманцев, 2007; Гайворонский, Леоненко, Замахаев, 2000; И.Н. Гайворонский, А.А. Мордвинов, 1981 г.; Григорян, 1982; Лотарев, Згоба, Каменский, 2007; Лотарев, Зорина, Филатова, 2007) отмечалось, что условия

вскрытия доминируют над техникой вскрытия, и данная работа потребовалась для выявления комплекса причин, осложняющих качество вторичного вскрытия вне зависимости от выбранной перфораторной системы.

Мощные энергетические импульсы воздействия кумулятивной перфорацией на скелет пласта в определенных технологических и литогеохимических условиях способны трансформировать горные породы как в сторону улучшения их коллекторских свойств, так и наоборот.

Квазистабильное состояние скелета пласта и насыщающих его флюидов способно при неблагоприятных условиях преобразовать флюидогеодинамическую систему в слабоприточный или бесприточный объект. Отдельные явления, как например, показатель смачиваемости «М» горной породы со временем изменяются, другие – сохраняются несравненно дольше. При эксплуатации пласта и изменении физико-химических условий негативные моменты происходят чаще. Простирание преобразованной зоны меняется от нескольких см до десятков и сотен скважинных диаметров.

В истории (1960–1970 гг.) широкоформатных аналитических исследований воздействий кумулятивной перфорации на среды при вторичном вскрытии пластов большая заслуга принадлежит коллективу «ВзрывНИПИгеофизика» с обширным творческим потенциалом. Именно сотрудники данного коллектива выявили главные особенности эффективного вскрытия и заложили методику его определения. Характерные моменты влияния высокоэнергетических импульсов давления на флюидогеодинамическую систему (ФГДС), вызывающие ее отклик, регистрировались и объяснялись. И поэтому задача со многими неизвестными – оптимизация вторичного вскрытия пластов имеет решение.

В настоящее время для успешного освоения скважин необходим пересмотр процедуры вторичного вскрытия пластов с учетом накопленного опыта.

Сложность процессов, развивающихся в пределах ФГДС при техногенном воздействии и регистрируемых геофизической аппаратурой, требует количественной, а не только качественной оценки. Что выбрать эталоном эффективности вторичного вскрытия при кумулятивной перфорации, помимо пробитых поверхностных моделей? С начала 80-х годов ушедшего столетия исследователи выбрали величину температурной аномалии, соответственно с этой позиции рассматриваются проблемы качественного вскрытия пластов и в данной работе.

3.1. Регистрация и анализ термодинамических процессов при перфорации

Термодинамические процессы, протекающие в скважинных условиях при кумулятивной перфорации, необходимо разделить на три обширные группы:

1. В равновесных условиях при равенстве гидростатического и пластового давлений вскрытие пластов не влечет преобразований ФГДС.
2. В неравновесных условиях при неравенстве гидростатического и пластового давлений вскрытие пластов не влечет преобразований ФГДС.
3. Преобразование ФГДС в результате вскрытия пластов.

Геофизические исследования при проведении кумулятивной перфорации должны включать следующие методы, выполняемые до и после перфорации:

- каротаж естественной радиоактивности – ГК (возможны и другие методы);
- локатор муфт – ЛМ;
- барометрия – БМ;
- термометрия – ТМ.

Интерпретация материалов (не представляет особой сложности) и характерный вид термоаномалий представлены на рис. 5, 6. Скважинные условия, соотношения пластового и гидростатического давлений, влияют на положение термоаномалии по глубине из-за притока или поглощения жидкости глушения.

3.1.1. Физические процессы в скважине, происходящие после перфорации

Тепловое поле изменяется после кумулятивной перфорации. Температурные аномалии после перфорации по величине составляют менее 4 °С. Это указывает на отсутствие негативных процессов преобразований пластовых систем, ведущих к ухудшению коллекторских свойств.

В немногочисленных работах по качеству кумулятивной перфорации, выполненных сотрудниками ЗАО «ВзрывНИПИгеофизика» и автором, указывалось, что температурная аномалия после перфорации свыше 4 °С указывает на произошедшие существенные преобразования пласта, в результате которых он становится слабоприточным или бесприточным. Попытки его интенсификации различными методами оказываются неэффективными. В 2004 г. были выполнены исследования по статистике преобразований (Лотарев, Згоба, Каменский, 2007). Выяснилось, что сокращение добычи нефти из-за преобразования разрабатываемых объектов или их части составляет ≈ 25%.

Длительность расформирования термоаномалий (иногда более трех суток) указывает на значительное простираие зоны трансформации пласта в радиальном направлении.

3.1.2. Физико-химические процессы преобразований в скважине, происходящие при кумулятивной перфорации

Мощные энергетические импульсы воздействия кумулятивной перфорации способны преобразовать компонентный состав флюидов и матрицу горных пород, так как при этом в геологической среде развиваются физико-химические, механо-химические, тиксотропные и др. процессы с фазами дилатансии и перекристаллизации.

Энергонасыщенная геологическая среда, будучи активным участником процессов реорганизации системы, сбрасывает частично излишнюю энергию, что и регистрируется методами термометрии. Выстроив более устойчивую свою структуру с закрытой пористостью, она переходит в стационарное состояние бесприточного объекта или слабоприточного при формировании условий «отжима» флюидов при депрессии – инверсионная аналогия эксперимента, изложенная в работе (Лотарев, Зорина, Филатова, 2007).

Индикатором значимых преобразований геологической среды является температурная аномалия после перфорации свыше 4 °С, максимальные температурные аномалии могут превышать 30 °С.

Термоаномалии от происходящих процессов преобразования пластовых систем при кумулятивной перфорации обычно имеют характерные образы (рис. 6):

- А – вид неоднородного теплового поля, связанного с литологией горных пород;
- Б – приуроченность выраженного максимума термоаномалии к границе пласта;
- В – термоаномалия – результат реакции поликонденсации ($\Delta T > 12$ °С);
- Г – кусочно-гладкий вид из-за поглощения жидкости глушения над (под) преобразованным интервалом, реорганизованный в ходе предварительной и заключительной стадий механоактивации в силикальцит.

Прослеживаемая связь термоаномалий с литологическими типами пород показывает, что сброс энергии происходит на контакте пород различной литологической принадлежности. Из чего необходимо сделать вывод: после преобразований данная граница должна претерпеть существенную трансформацию.

На рис. 7 отражен процесс фазового перехода I-го рода в заколонном пространстве, спусковым механизмом которого послужила кумулятивная перфорация. Фазовые переходы первого рода характеризуются переходом системы в иное состояние со скачкообразным изменением температуры, давления и энтропии системы. К ним относят полиморфизм, гидратацию, дегидратацию, плавление, кристаллизацию, частичную дилатансию горных пород и др., но это не чисто физические процессы. В приведенном примере неявно просматривается процесс гидратации гелевой смеси в заколонном пространстве.

По термометрии до перфорации в интервале (2155 м – забой) отмечалась аномалия от произведенной в пласт АС₅₋₆ (20.10.2004 г.) заколонной закачки гелеобразующего состава.

По термометрии после перфорации отмечается преобразование заколонной среды (гидратация – кристаллизация) в интервале (2176 м – забой). Импульсное волновое воздействие при перфорации здесь послужило спусковым механизмом процесса фазового перехода и носит экзогенный характер. На фоне общей температурной аномалии перфорация по ТМ явно не видна, но разогрев породы ΔT составляет $\sim 0,7^\circ\text{C}$ относительно фонового замера. Локатор муфт выделяет возникший интервал напряжений в обсадной колонне (2184,5–2208 м).

Через 10 суток напряженное состояние колонны и заколонного пространства исчезло. Интервал перфорации по локатору муфт от 06.11.2004 г. соответствует заданному. Все это указывает на фазовый переход I-го рода с увеличением давления и температуры. Кольматирующая пласт твердая фаза при соответствующих условиях так же может кристаллизовываться при первичном и вторичном вскрытиях.

3.2. Разнообразие преобразований

Специфические температурные аномалии, регистрируемые при перфорации или после ее проведения, имеют различную природу происхождения. Это может быть одним из следующих явлений:

- физические процессы;
- тампонажные новообразования;
- изменения смачиваемости горных пород;
- молекулярно-кинетические явления в прискважинной зоне;
- структурно-механические преобразования (разуплотнения и уплотнения);

- полиморфные и структурно-кристаллические преобразования;
- фазовые переходы в коллоидных системах;
- химические реакции;
- эффекты переходных процессов;
- движение адсорбционных и хемосорбционных пленок;
- комбинационная совокупность предыдущих явлений.

Количественная и качественная их характеристики позволяют внести ясность при опознавании образа аномалии и понять причину преобразований.

3.3. Условия выбора «эталонных» термоаномалий

Статистическая обработка результатов исследований термоаномалий «ΔТ» требует анализа для групп, отобранных в соответствии с их спецификой (равный интервал, тип и плотность зарядов, диаметры скважины и обсадной колонны, теплоемкости жидкости глушения, время с момента отстрела до регистрации, регистрирующая аппаратура) и т.д. Это позволяет выявить критерий, аналогичный к.п.д. перфорации – η.

В данном случае констатируется, что энергия кумулятивной перфорации затрачена на формирование каналов и разогрев окружающей среды (жидкости глушения, интервала коллектора, обсадной колонны и цементного кольца), а решение сводится к простым вычислениям этой энергии с помощью уравнения энергетического баланса:

$$E = A + Q_с + |W_с|, \quad (1)$$

где: E – энергия, выделившаяся в процессе кумулятивной перфорации;

A – работа по формированию перфорационных каналов;

$Q_с$ – энергия, затраченная на видимый разогрев среды;

$|W_с|$ – энергия волновых процессов (акустической, вибромеханической природы), характеризующих детонационные и ударные волны.

В этом варианте к.п.д. кумулятивной перфорации η высчитывается как:

$$\eta = (E - Q_с - W_с)/E. \quad (2)$$

Регистрация термоградиента в стволе скважины до и после кумулятивной перфорации позволяет ввести дополнительные характеристики для определения эффективности каждого типа зарядов.

На рис. 8 представлена выборка минимальных значений термоаномалий после кумулятивной перфорации различными зарядами и перфораторными системами в скважинах разного диаметра. Планшеты, используемые для выдачи заключений и

представления материалов ГИС до и после перфорации, характеризуют происходящие процессы. Представляемая информация для получения аналитических выводов и дальнейшего их использования в производстве требует знаний специфики развивающихся процессов, статистической обработки результатов ГИС и промысловых данных. Необходимо вывести критерии дальнейшей оптимизации и совершенствования перфораторных систем, зарядов и условий вторичного вскрытия.

Графические программы обработки материалов ГИС позволяют построить кривую ΔT – разности между термоградиентами до и после перфорации, вычислить среднюю температуру аномалии разогрева в области ее определения и при внесении дополнительных данных рассчитать номинальную энергетическую эффективность вскрытия (рис. 9). Обычно к.п.д. кумулятивной перфорации $\eta \approx 89 \div 90 \%$.

3.4. Примеры различных результатов вторичного вскрытия пластов

3.4.1. Испытания скважины № 1П

При испытании пласта ЮС₁ из скважины 1П был получен приток нефти при суточном дебите 100 м³/сут. После расконсервации скважины и возвращения на объект была выполнена повторно кумулятивная перфорация. При пуске данной скважины в эксплуатацию начальный дебит скважины составил менее 5 м³/сут. В течение длительного времени эксплуатации скважина вышла на показатель в 35% от первоначального дебита. Анализируя причины этого (рис. 10), отметим, что такие изменения дебита вызваны условиями вторичного вскрытия и произошедшими при этом преобразованиями пластовой системы.

3.4.2. Испытания скважины № 1011Р

При испытании продуктивного пласта АС₁₂(3) вторичное вскрытие пластов выполнялось в условиях репрессии на пласт (рис. 11, 12). Температурная аномалия после перфорации, величиной более 10 °С, характеризует пластовые преобразования.

Интенсификация объекта воздействием порохового генератора давления, выполненная дважды, кислотная обработка, работы со струйным насосом не оказали влияния на продуктивность пласта АС₁₂(3), хотя по характеру выполаживания термограммы после обработки ПГД отмечается развитие трещины и интервала ее прохождения. Максимальный дебит в данном случае составил 1,2 м³/сут.

В работах сотрудников ООО «ВзрывНИПИгеофизика» И.Н. Гайворонского, В.С. Замахаева, Г.Н. Леоненко еще в 80-х гг. прошлого века указывалось на тщетность попыток интенсификации преобразованных пластов при $\Delta T > 5$ °С.

3.4.3. Качественное вторичное вскрытие и испытания скважины № 1007Р

При испытании скважины №1007Р вскрытие кумулятивной перфорацией пласта АС₁₂ выполнялось в условиях депрессии на пласт, что обычно ведет к прерыванию развития процессов преобразований пластовой системы. Фильтрационный процесс, включающийся в действие, не позволяет вовлечь в реакции поликонденсации УВ и полярные молекулы УВ новообразований. На диаграмме отражено, что из-за депрессии и притока из пласта этап «тромбобразования» – физико-химический процесс удлинения УВ цепей прекратился, достигнув максимума при $\Delta T = 4,3$ °С. Кроме того, по ГК отмечается расформирование и вынос из прискважинной зоны глинистого материала, образование так называемой РАТП – радиоактивной аномалии техногенного преобразования (рис. 13).

4. Регистрация волновых процессов

Активное состояние флюидогеодинамических систем может регистрироваться наземными и скважинными методами геофизических исследований. Возбуждение носит волновой характер и свойственно техногенным процессам при бурении, перфорации, фильтрации флюидов.

4.1. Регистрация волновых процессов при фильтрации флюидов

Фрагмент пульсирующего режима фильтрационного процесса представлен на рис. 14.

Постоянство периода пульсаций свойственно пласту, действующему в режиме возбуждения как своеобразный квантовый генератор, причем это верно и для пористых коллекторов, и для трещиноватых гранитоидов.

4.2. Регистрация волновых процессов при кумулятивной перфорации

Сопровождение кумулятивной перфорации методами термометрии и барометрии со временем станет привычной и обязательной операцией для сервисных компаний, выполняющих вторичное вскрытие, так как эти методы позволяют не только регистрировать технологический процесс, но и несут значимую информацию.

Гармонический сигнал – отклик позволяет определять насыщенность пласта, отличить коллектор от неколлектора, выполнить оценку проницаемости коллектора. Следует отметить, что при различных параметрах кумулятивного воздействия (плотность

перфорации, длина вскрываемого интервала, тип перфосистемы и др.) период сигнала остается постоянным. Он совпадает с пульсирующим периодом при фильтрации и является собственным периодом пласта. Значимые параметры отклика отражают латентные свойства коллектора уже в момент вскрытия (рис. 15, 16). При этом декремент затухания характеризует проницаемость пласта, а период – газовый фактор.

Расчет газового фактора выполняется из предпосылки, что газовый фактор и собственный период пласта находятся в функциональной зависимости:

$$\Gamma * T = const,$$

где: Γ – газовый фактор, T – собственный период пласта.

По скважине № 3255 газовый фактор известен и составляет $45 \text{ м}^3/\text{т}$. При известных периодах выполняются несложные расчеты.

Расчет газового фактора:

$$A: T = 21 \text{ с}, \Gamma = 45 \text{ м}^3/\text{т};$$

$$B: T = 12.8 \text{ сек.} \rightarrow \Gamma \equiv 74 \text{ м}^3/\text{т}.$$

В настоящее время успешно используется и совершенствуется метод каротажа сейсмоакустической эмиссии (САЭ). Технология базируется на впервые выявленной Дрягиным В.В., Кузнецовым О.Л. в конце 90-х годов прошлого столетия закономерности проявления отклика пористой насыщенной среды на волновое поле большой интенсивности. С физической точки зрения такой отклик – результат нелинейного взаимодействия волнового поля с флюидом, заполняющим поровое пространство. Проявляется он в виде генерации вторичного излучения, параметры которого адекватно связаны с его характером. У этого метода большое будущее.

5. Гидравлический разрыв пласта: достоинства и недостатки

В настоящее время рассматриваемый метод является наиболее востребованным из-за своей эффективности. Его применение на активно разрабатываемых месторождениях имеет неоднозначную оценку, совершенствование же технологии методом «проб и ошибок» свидетельствует о наличии существующих и предстоящих проблем. Это указывает на несовершенство модельных построений, исключающих динамику изменения параметров геологической среды и факторов результирующего влияния на технологию процесса гидроразрыва пласта (ГРП).

В одном из докладов на конференции Общества инженеров–нефтяников США (в 1988 г.) прозвучало, что гидравлический разрыв пласта представляет собой закачивание

жидкостей с такой производительностью и под такими давлениями, которые достаточны для разрыва породы с идеальным формированием трещины с двумя «крыльями» одинаковой длины по обеим сторонам ствола скважины. С данным утверждением в России прижились опыт, теория и отдельные заблуждения при интенсификации разработки нефтегазовых резервуаров, проводимой по западным технологиям.

Инициация пластов при операции ГРП позволила вести разработку месторождений, считавшихся ранее нерентабельными и существенно нарастить добычу. С ростом количества выполненных операций ГРП возрастал и «отрицательный опыт» их проведения, совершенствовались технологические моменты производственного процесса, стали выполняться целевые исследования, совершенствовался дизайн и программы симуляторов.

Но ориентация дизайна на вертикальную скважину, утверждение о равенстве крыльев трещины и соответствие ее параметров расчетным данным не вписывались в происходящие реалии на практике. Возникло множество негативных моментов:

- получение эффекта «стоп» при росте давления и остановке закачки проппанта;
- прорыв трещины ГРП в ниже- и вышележащие водоносные горизонты;
- прорыв трещины ГРП в соседнюю скважину;
- асимметричное прохождение трещины;
- соединение трещины ГРП с фронтом нагнетаемых вод;
- недостижение целей ГРП и т.п.

Взаиморасположение скважины, пласта и секущей их трещины ГРП, а также возможность картирования интервала пересечения по термометрии показано на рис. 17.

Длина интервала пересечения рассчитывается согласно схеме, см. рис. 18.

Расчет длины интервала пересечения и азимута трещины:

$$A_{тр.} = \arcsin\left[\left(\frac{D}{L_{инт.}}\right) \times \sin \alpha\right] \pm 180^\circ, \quad (3)$$

где: $A_{тр.}$ – азимут трещины,

D – диаметр зоны перфорации,

$L_{инт.}$ – интервал пересечения,

α – зенитный угол скважины,

$$D = \varnothing_{кол.} + 2 * I_{перф. канала}$$

5.1. Негативные моменты при производстве ГРП

Общая неоднородность резервуаров УВ и изменение параметров геологической среды зависит от условий разработки, оказывает существенное влияние на развитие и прохождение трещин ГРП. Эмерджентность часто выступает против традиционного дизайна расчетов (рис. 19).

Так, скважина № 6294 оказалась в непростой негативной ситуации: после заканчивания скважины и выполнения операции интенсификации методом ГРП выяснилось, что произошел «прорыв» трещины ГРП в зону действия нагнетательных скважин, схема прорыва показана на рис. 19А.

С учетом синергетики ФГДС, а также помня о прорыве трещин при ГРП и формировании зон повышенного давления во ФГДС, выделим факторы влияния на негативные моменты, рассмотрим схему, см. рис. 19А. Прорыв трещины произошел в процессе бурения, а при ГРП она была раскрыта и заполнена пропантом. Здесь происходит развитие элемента антисистемы разработки. Необходимо поставить на свои места причину и следствие. Исследования необходимо производить в процессе бурения скважин. Метод гидродинамического каротажа позволит снизить затраты и отработать необходимые мероприятия при первичном вскрытии пластов.

Зарегистрированное по микросейсмическим исследованиям асимметричное прохождение трещины (см. рис. 19Б) необходимо связывать с подобным комплексом влияющих факторов.

5.2. Гидравлический разрыв пласта и комплексное влияние разработки на прохождение системы трещин

В ОАО "Хантымансийскгеофизика" (И.С. Муртаев, Б.К. Зоммер., В.Г. Савин, И.В. Брыксин; В.А. Кочнев, В.С. Поляков, И.В. Гоз) разработана методика микросейсмического мониторинга на земной поверхности в процессе гидравлического разрыва пласта. В качестве основной цели проведения работ ставится получение информации о направлении и площади распространения зон растрескивания коллектора без приостановки соседних скважин в режиме реального времени.

На основе регистрации эмиссии сейсмической энергии во время проведения ГРП и после в течение часа была получена полная картина техногенного воздействия на целевой интервал. При совмещении карты сейсмической активности пласта с пластопересечениями соседних скважин становится более понятным развитие трещин (рис. 20).

Высокая корреляция сейсмической активности пласта с технологическими графиками проведения ГРП, а также привлечение независимых данных по дебитам соседних скважин позволяют говорить об объективности получаемой информации при обработке данных микросейсмического мониторинга.

Развитие системы 3-х трещин из одного «очага» – скважины № 232 связано с целым комплексом факторов влияния, которыми являются:

- неоднородное поле давлений и, соответственно, напряженно-деформированное состояние межскважинной геологической среды;
- неоднородное нефте- и водонасыщение разрабатываемых объектов;
- волновые процессы (от подземного оборудования, нагнетательных скважин).

Выводы:

- Развитие системы трещин ГРП определяет не ее дизайн, а комплекс формируемых условий, контролируемых интенсивной разработкой прилегающей части месторождения.
- При проведении ГРП возникает сложная пространственная система трещин, протяженностью от нескольких сот метров до нескольких километров.
- Микросейсмический мониторинг ГРП позволяет получать новую объективную информацию о структуре разрывных нарушений месторождений углеводородов и каналах фильтрации пластовой жидкости.
- На базе этой информации о структуре коллектора можно развивать новые технологии контроля разработки месторождений и повышения нефтеотдачи.

6. Регистрация преобразований пластовых систем при разработке нефтегазовых резервуаров

Эпоха механизированной добычи и условия эксплуатации скважин привели к некоторому сокращению числа исследований, что отчасти компенсируется моделированием технологических процессов на различных симуляторах и в программах разработки (геология и добыча – Гид). По своей сути проблемы разработки резервуаров связаны с известными причинами: коэффициентом охвата, кинжальными прорывами нагнетаемых вод, обводнением продукции, низким коэффициентом извлечения нефти, остающимися невыработанными зонами. Ухудшение структуры запасов и влияние неоднородности пласта на эффективность разработки осложняют ситуацию, тем более при эксплуатации нескольких объектов разработки одной скважиной.

В представлении разработчиков, из анализа промысловых данных, выполняемых ГИС, ГДИ, трассерных исследований и гидропрослушивания скважин, на фоне низкопроницаемой матрицы пласта в процессе разработки формируются каналы высокой проницаемости, которые и осложняют процесс выработки запасов при кинжальных прорывах и при переводе скважины в нагнетательный фонд.

Связанные со скважиной высокопроницаемые прослои увеличивают площадь контакта с низкопроницаемой частью, аналогично трещине ГРП (рис. 21, В.А. Краснов, А.П. Рощектаев, Т.Р. Мусабилов, 2011 г.).

Определение зон высокой проницаемости – приоритетное направление, так как мониторинг динамики процесса формирования их позволит в нужный момент выполнить необходимые геолого-технологические мероприятия по выравниванию приемистости.

Приоритетная задача достаточно известна в отдельных деталях геофизическому сообществу, но только с той стороны, которая интересует интерпретаторов, без экстраполяции логики процесса на произошедшие существенные преобразования пластовой системы.

На рис. 22 приводится пример преобразования плотных прослоев в процессе разработки. При проведении окончательного каротажа и ГИС методами электрметрии, ГК и НКТ в колонне отчетливо регистрировались два плотных прослоя. Через несколько лет при выполнении импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) плотные прослои не выделялись, что указывает на существование нейтронной пористости.

Для интерпретаторов это означает: «На данном участке (в зоне действия скважины) прошел фронт нагнетаемых вод». Что под этим должны понимать геологи? Плотные прослои, представленные непроницаемыми известковистыми песчаниками (или иначе песчаниками с известковистым цементом), трансформировались при перекрестных эффектах, возникающих при строительстве, заканчивании скважины и разработке месторождений, в трещиноватые породы – каналы низкого фильтрационного сопротивления. При фильтрации нагнетаемых вод известняк подвергался гидролизу, в результате этого карбонатный цемент был вынесен из матрицы песчаника, и порода преобразовалась в песчаник – подземный плавун.

Эти процессы широко распространены в геологической среде, содержащей карбонаты. Но очевидность исчезает из-за регистрации эффекта различными методами регистрации: при освоении скважины – по НКТ, после – по ИННК.

По ИННК отмечается, что плотные прослои (известковистые песчаники и аргиллиты) преобразуются не только в пределах интервалов пластовой системы, но и за ее пределами. Это связано как с массовой интенсификацией скважин методом ГРП и развитием трещины за пределами перфорированной зоны, так и с общей деструкцией пластовой системы при интенсивной разработке.

Рассмотрим ситуацию, возникшую при «достреле» кумулятивной перфорации пласта АС₁₁(2) после длительной эксплуатации других интервалов. Пласт представлен алевролитами и известковистым песчаником в интервале 2986,5–2989 м (рис. 23).

По термометрии после перфорации отмечается термоаномалия $\Delta T = 6\text{ }^{\circ}\text{C}$ в интервале плотного прослоя, что связано со следующими причинами. За время эксплуатации скважины известковистый песчаник преобразовался в «пльвун» из-за гидролиза цементирующего его кальцита. При перфорации «пльвун» подвергся адиабатическим процессам сжатия от статической нагрузки, что вызвало его разогрев.

Таким образом, влияние гидролиза карбонатов сказываются не только в виде процессов, осложняющих вытеснение и снижение КИН из-за образования зон низкого фильтрационного сопротивления, но и в виде событий, логически реализующих перевод части объекта разработки в более устойчивую субстанцию (Лотарев, 2012).

Заключение

Решение задач разработки осложняется динамическими процессами постоянной активации геологической среды возмущающими компонентами поля и вещества. Разрабатываемый нефтегазовый резервуар становится открытой активной геологической системой со свойствами диссипативности. Поэтому необходим контроль всех технологических процессов. Только регистрация всех технологических процессов с последующей интерпретацией и анализом полученных данных может служить источником новых знаний и нового опыта. Это необходимо для перехода к иному технологическому укладу в области поисков, разведки, проектирования, строительства экогеотехнических комплексов, их эксплуатации и последующей консервации на месторождениях полезных ископаемых.

ЛИТЕРАТУРА

Дмитриевский А.Н. Системно – эволюционный подход в геологии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2011. Вып. 1(3). – Режим доступа: oilgasjournal.ru.

- Попов В.В.* Изменение физических свойств образцов керна после их подъема с больших глубин на поверхность // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2009. Вып. 178. С. 80–89.
- Поляков В.Н., Урманцев В.И.* Промысловая оценка гидродинамических условий бурения скважин // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 118–120.
- Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С.* Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование, М.: Геоинформмарк, 2000.
- Григорян Н.Г.* Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами. М.: Недра, 1982.
- Лотарев В.А., Згоба И.М., Каменский А.Ю.* Информативность комплекса геофизических методов и характеристика процессов, происходящих при вскрытии пластовых систем кумулятивной перфорацией // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2007. Вып. 155. С. 124–135.
- Лотарев В.А., Зорина М.В., Филатова З.* Дилатансия и аспекты преобразования пластовых систем // Технологии ТЭК. 2007. № 4. С. 6–12.
- Абрамова О.П., Манулик П.В.* Рудопродуцирующие возможности поровых вод глинистых отложений нефтегазоносных бассейнов // Современная гидрогеология нефти и газа. Фундаментальные и прикладные вопросы: Материалы Всеросс. научн. конф. М.: ГЕОС, 2010. С. 8–16.
- Лотарев В.А.* Техногенное формирование подземной гидросферы интенсивно разрабатываемых месторождений. Проблемы разработки, мониторинга и принятия решений // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2012. Вып. 1(5). – Режим доступа: oilgasjournal.ru.

ПРИЛОЖЕНИЕ

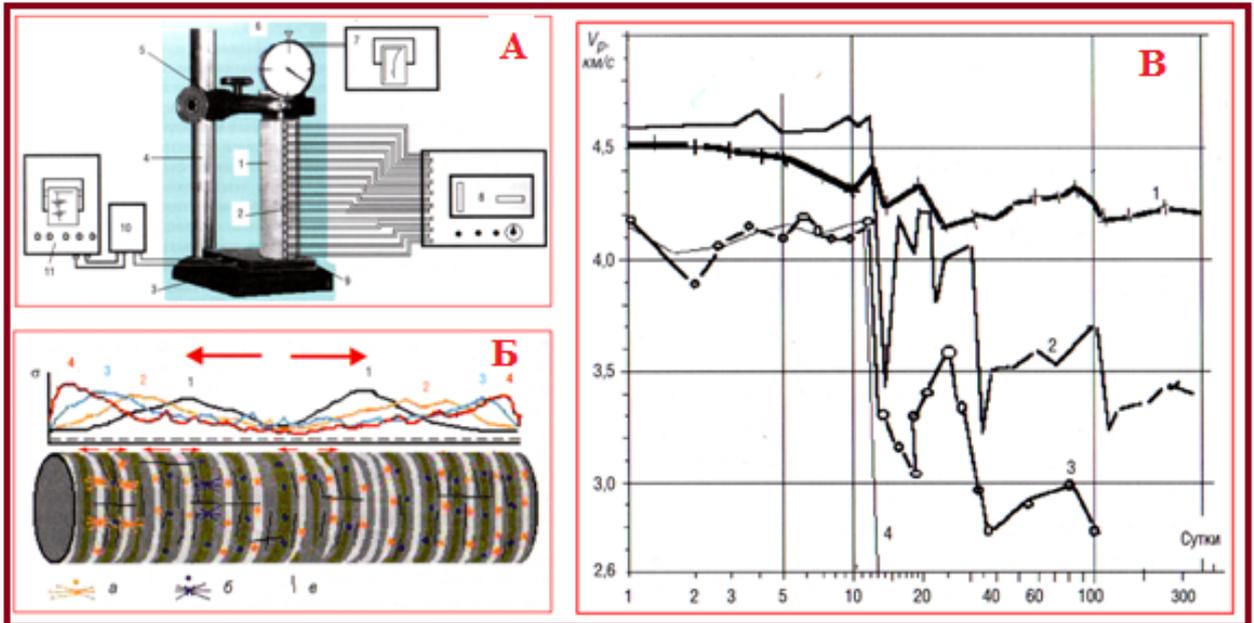


Рис. 1. Исследования динамики изменения физических свойств ядра

А – Схема установки, оснащенной тензодатчиками

Б - Схема образования трещин на образце из ядра. Волна напряжений перемещается от центра к периферии образца (фазы 1, 2, 3, 4): а – центры расширения; б – центры сжатия; в – трещины

В - Обобщенный график изменения скорости прохождения упругих волн в образцах пород в зависимости от времени подъема их на поверхность: 1 – известняк; 2 – песчаник; 3 – алевролит; 4 – аргиллит

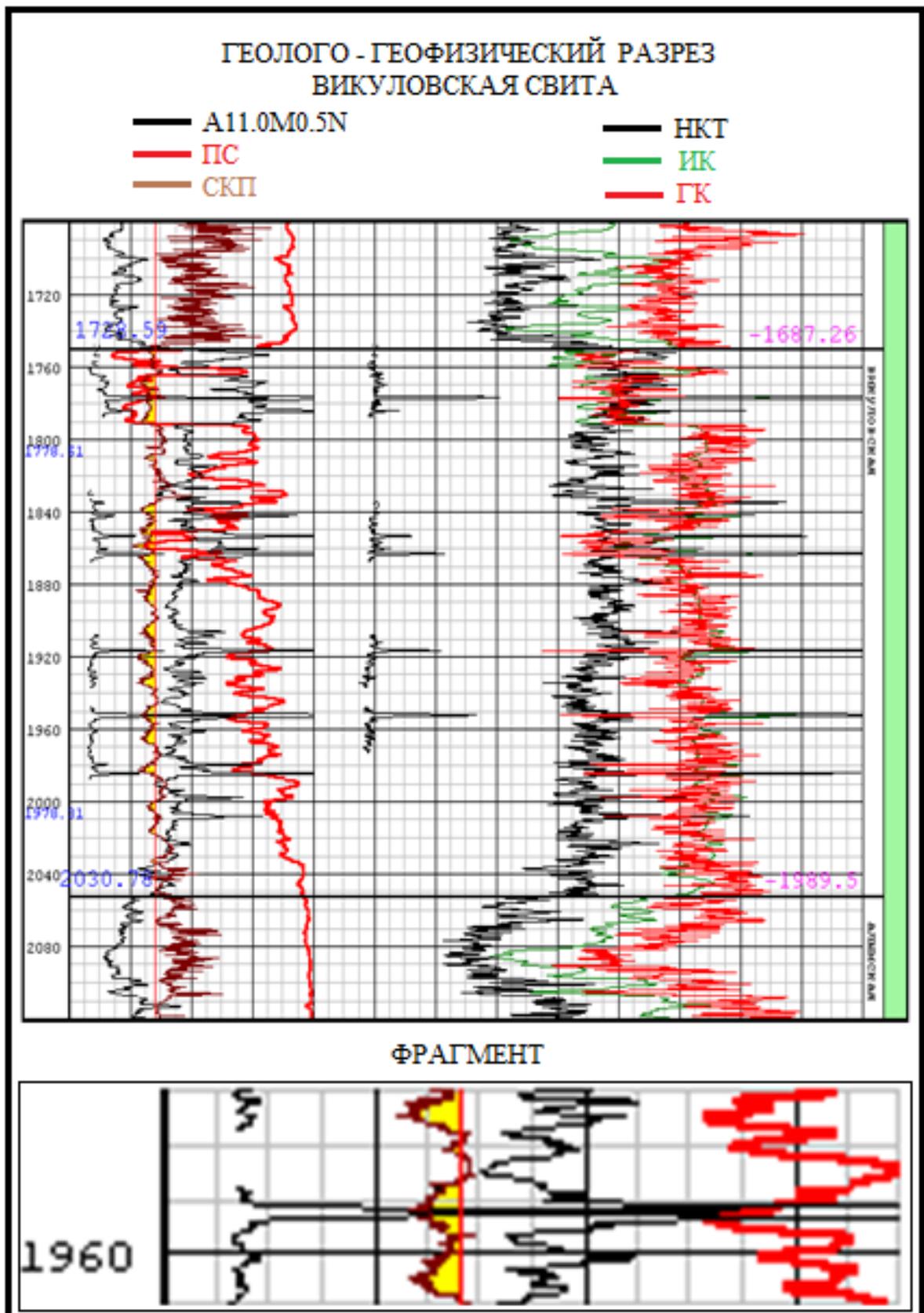


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез и фрагмент преобразованного прослоя

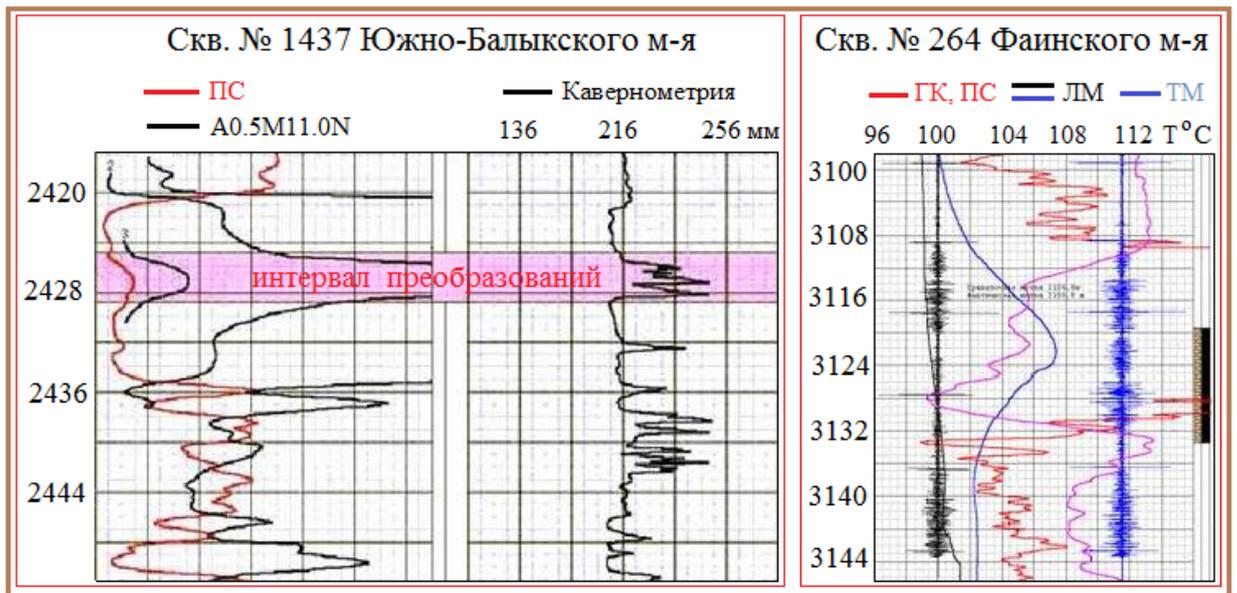


Рис. 3. Развитие трещиноватости в плотном прослое баженовской свиты при бурении, формирование каверны и псевдоколлектора

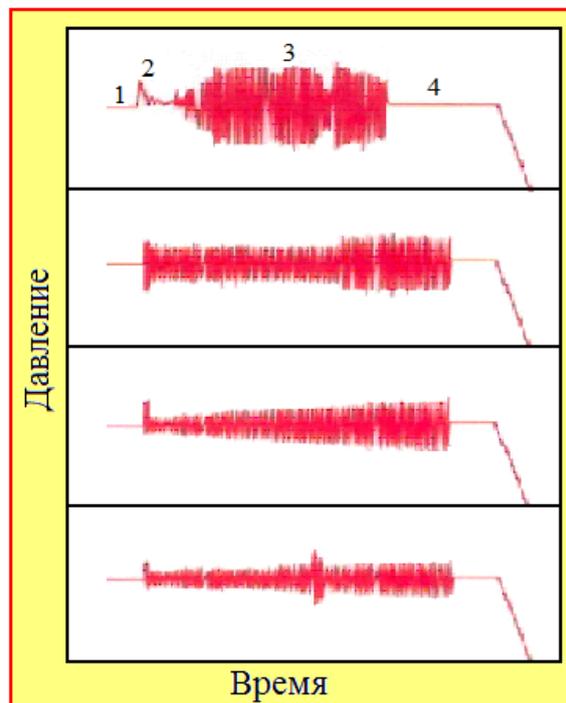


Рис. 4. Характер пульсации давления в кольцевом пространстве при бурении скважин:
 1 – гидростатическое давление; 2 – пульсация давления, восстановления циркуляции;
 3 – пульсация давления при циркуляции жидкости; 4 – гидростатическое давление

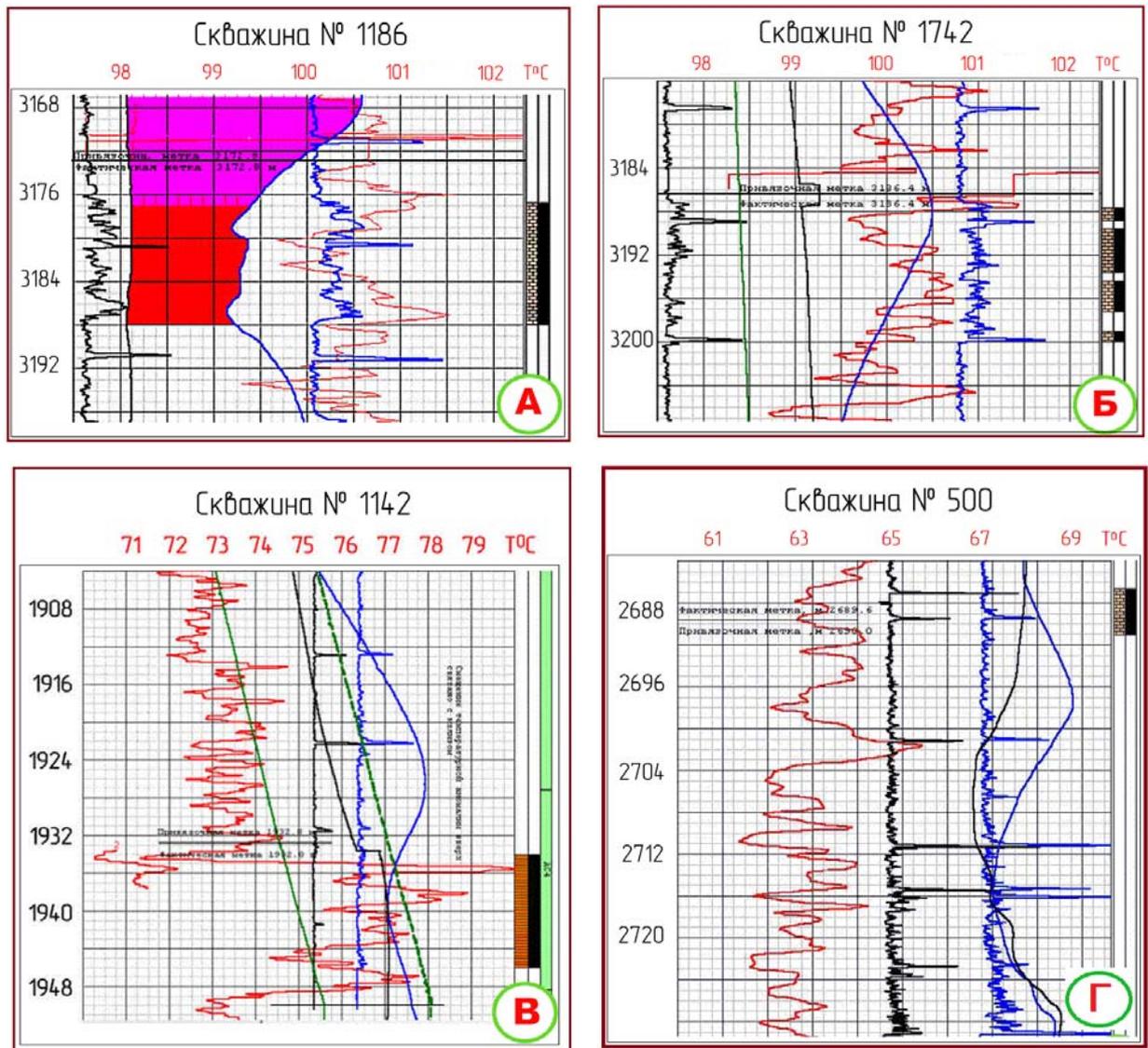


Рис. 5. Вид термоаномалий при отсутствии преобразований пластов:
 А – Распределение энергии после перфорации в пласте и в скважине, приток;
 Б – Распределение теплового поля в условиях равновесия, $P_{пл.} = P_{г.ст.}$;
 В – Распределение теплового поля в условиях притока из пласта, $P_{пл.} > P_{г.ст.}$;
 Г – Распределение теплового поля при поглощении, переток в нижние пласты

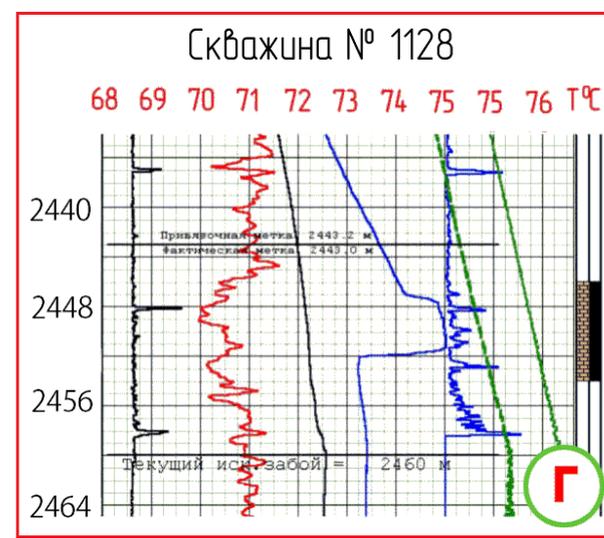
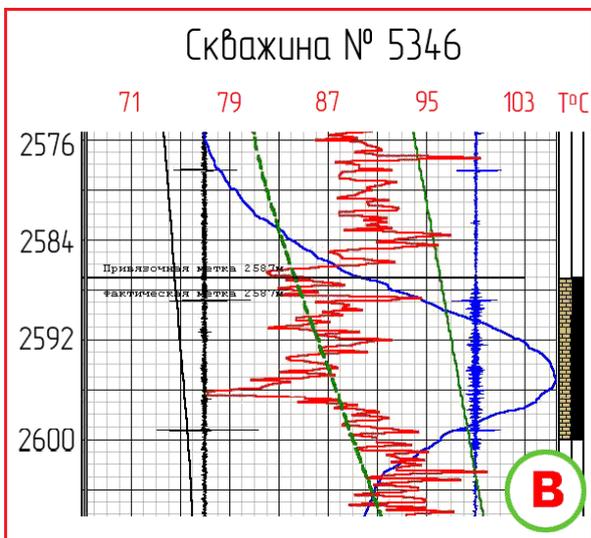
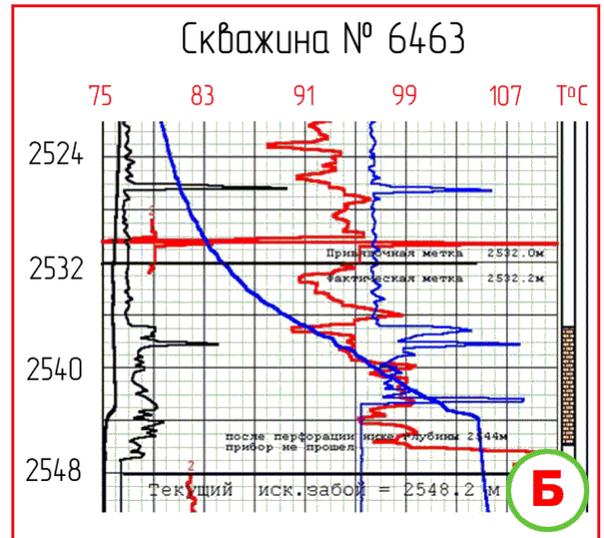
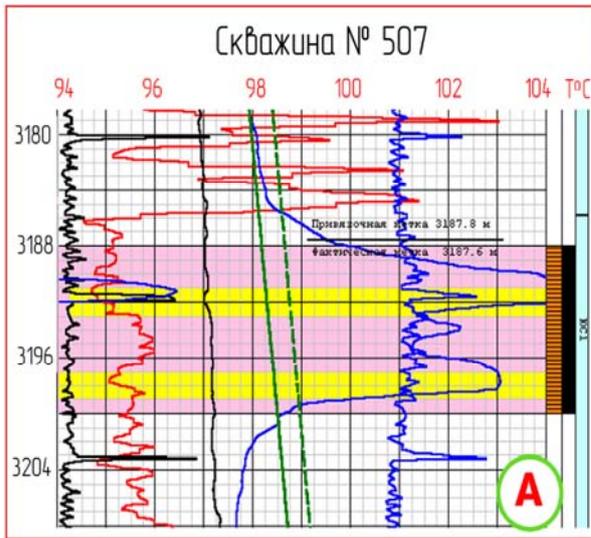


Рис. 6. Термоаномалии, характеризующие пластовые преобразования

Скважина № 8415

— ЛМ, ТМ до перфорации — ГК — БМ до и п/п
— ЛМ, ТМ п/п от 25. 10. 04 — ЛМ от 06. 11. 04 г.

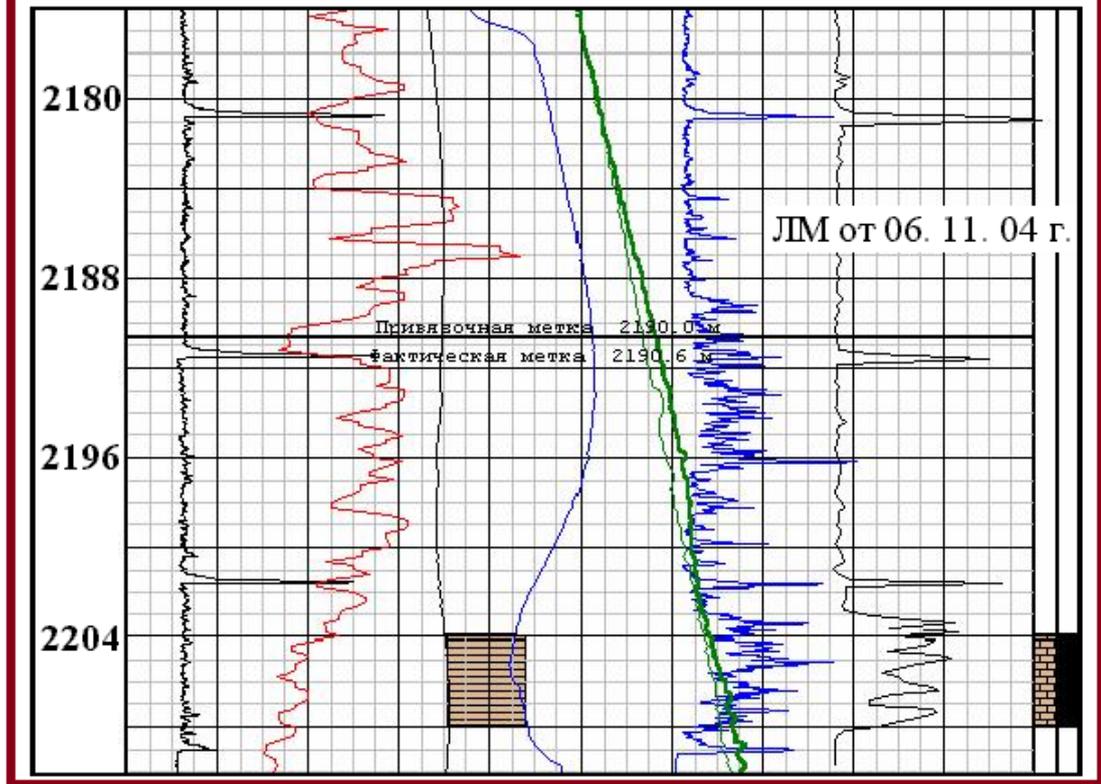


Рис. 7. Фазовый переход I-го рода при перфорации: кристаллизация тампонирующей смеси в заколонном пространстве

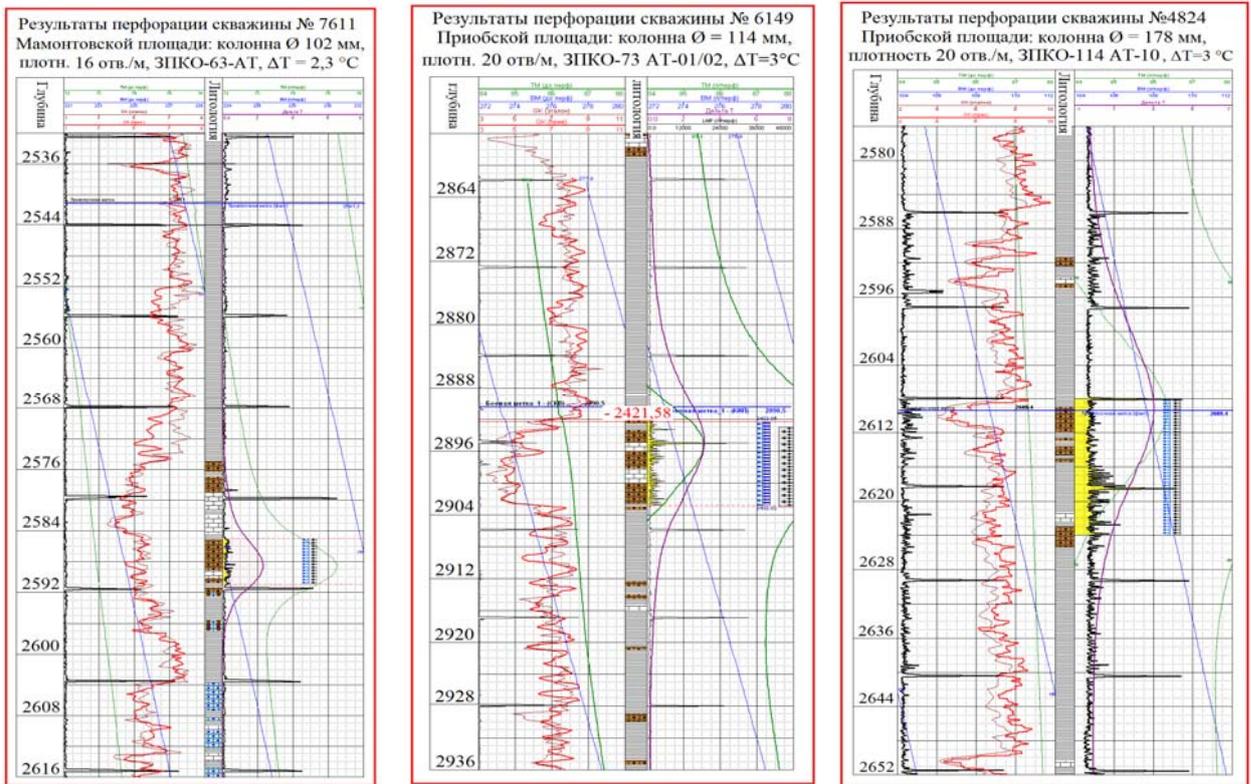


Рис. 8. Величина термоаномалий в зависимости от типа зарядов и диаметра скважины



Рис. 9. Графическая обработка термоаномалии в программе «Геофит»

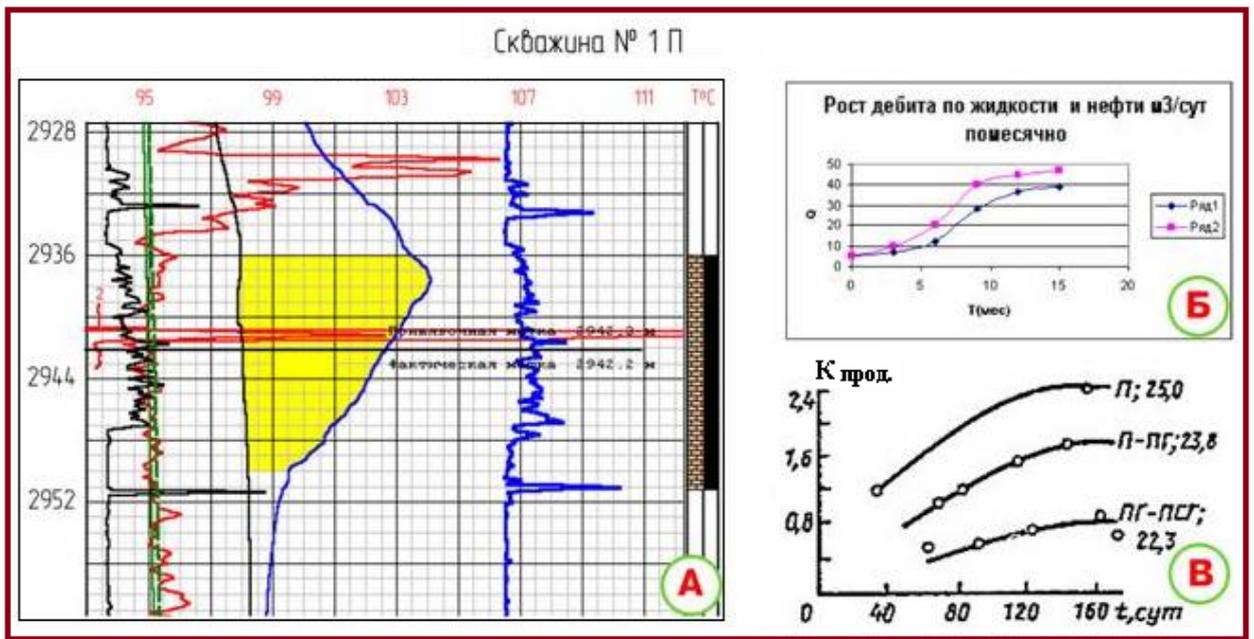


Рис. 10. Вид преобразований пласта ЮС₁ и его результаты

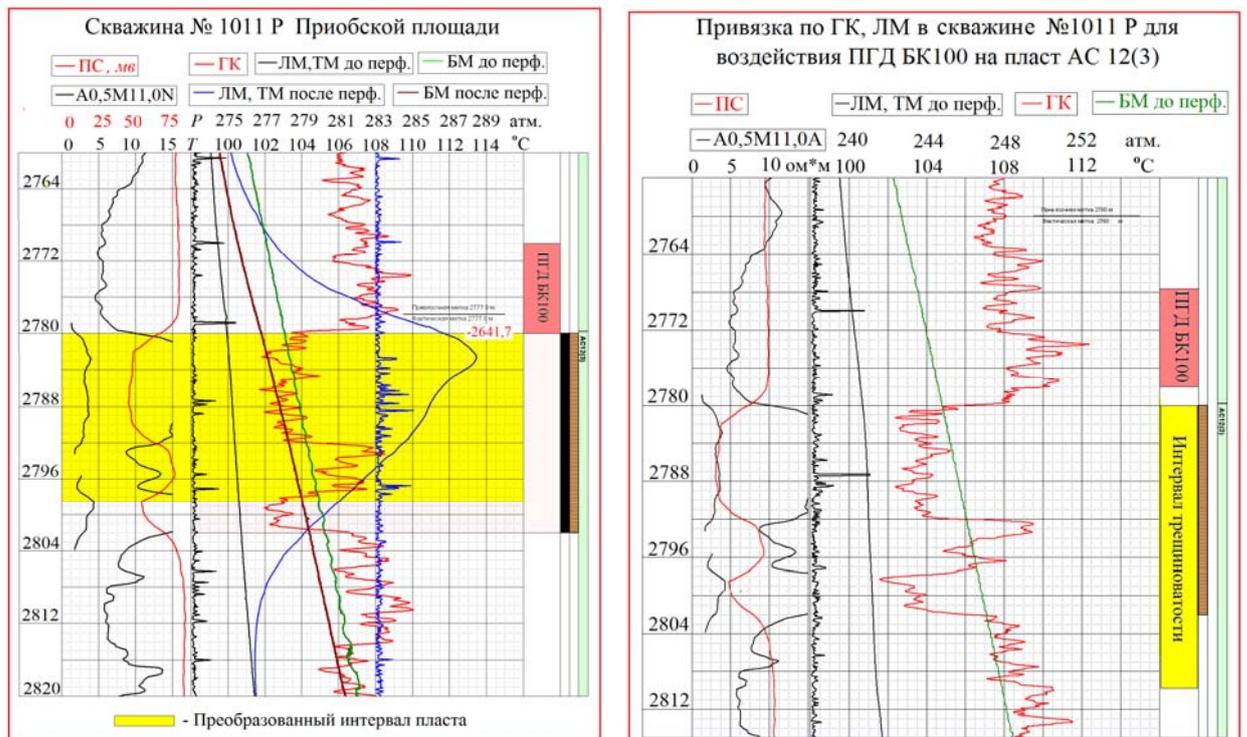


Рис.11. Результаты вторичного вскрытия пласта АС₁₂(3) и обработки интервала перфорации пороховыми генераторами давления (ПГД БК100)

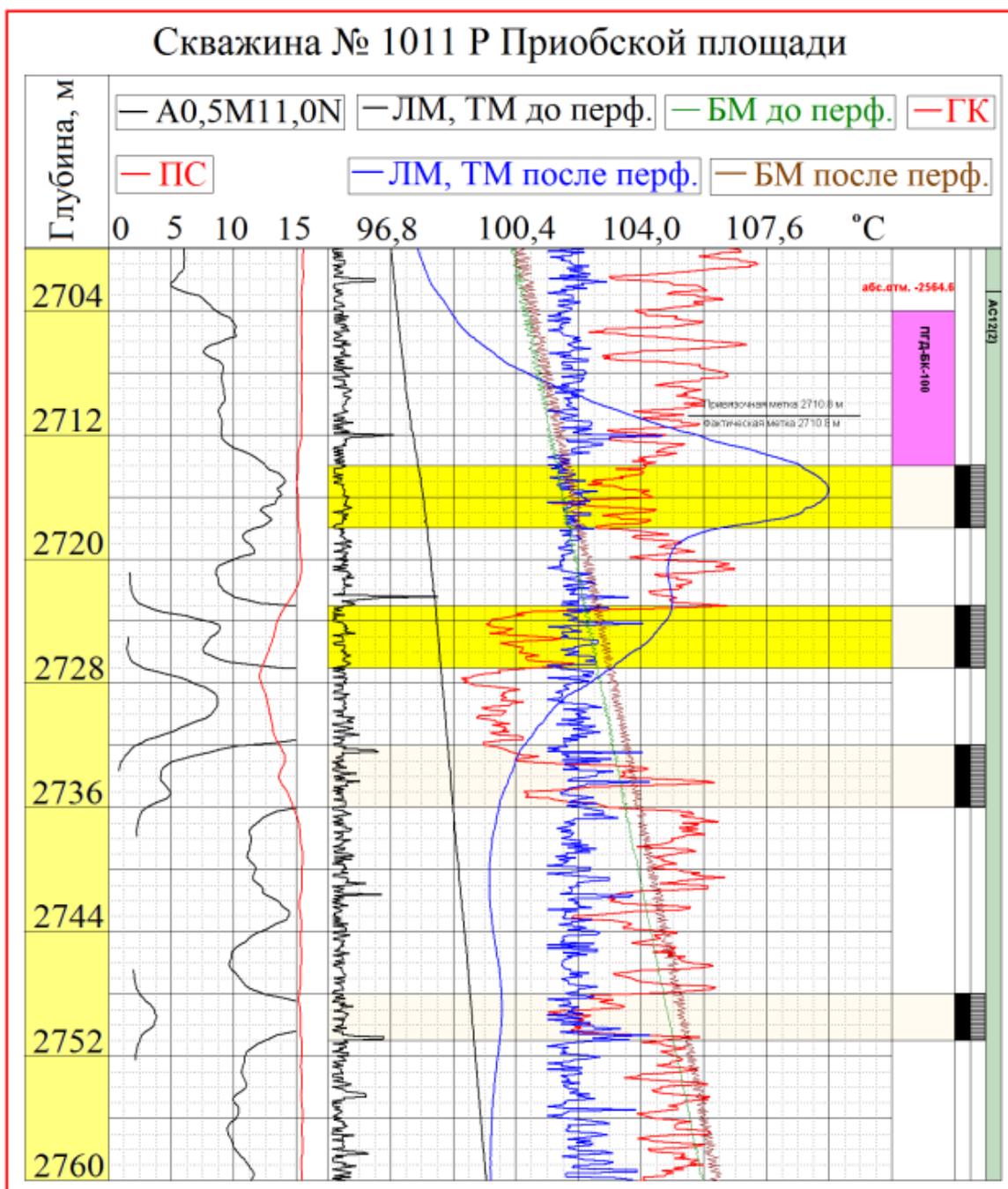


Рис. 12. Преобразования пласта АС12(1-2) по данным термометрии

Скважина №1007Р Приобской площади, элементы исследований до и после кумулятивной перфорации

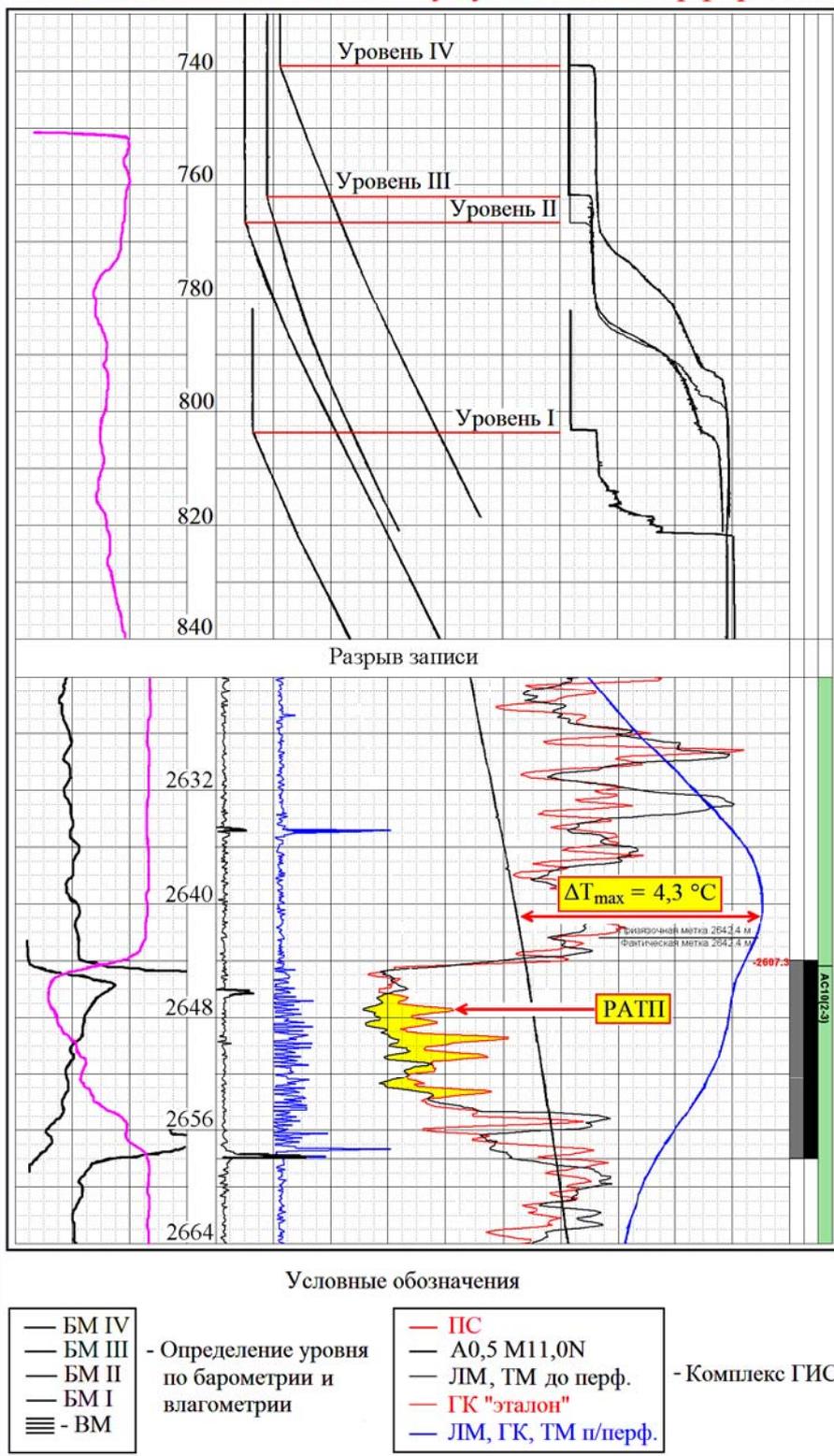


Рис. 13. Качественное вторичное вскрытие пласта в условиях депрессии

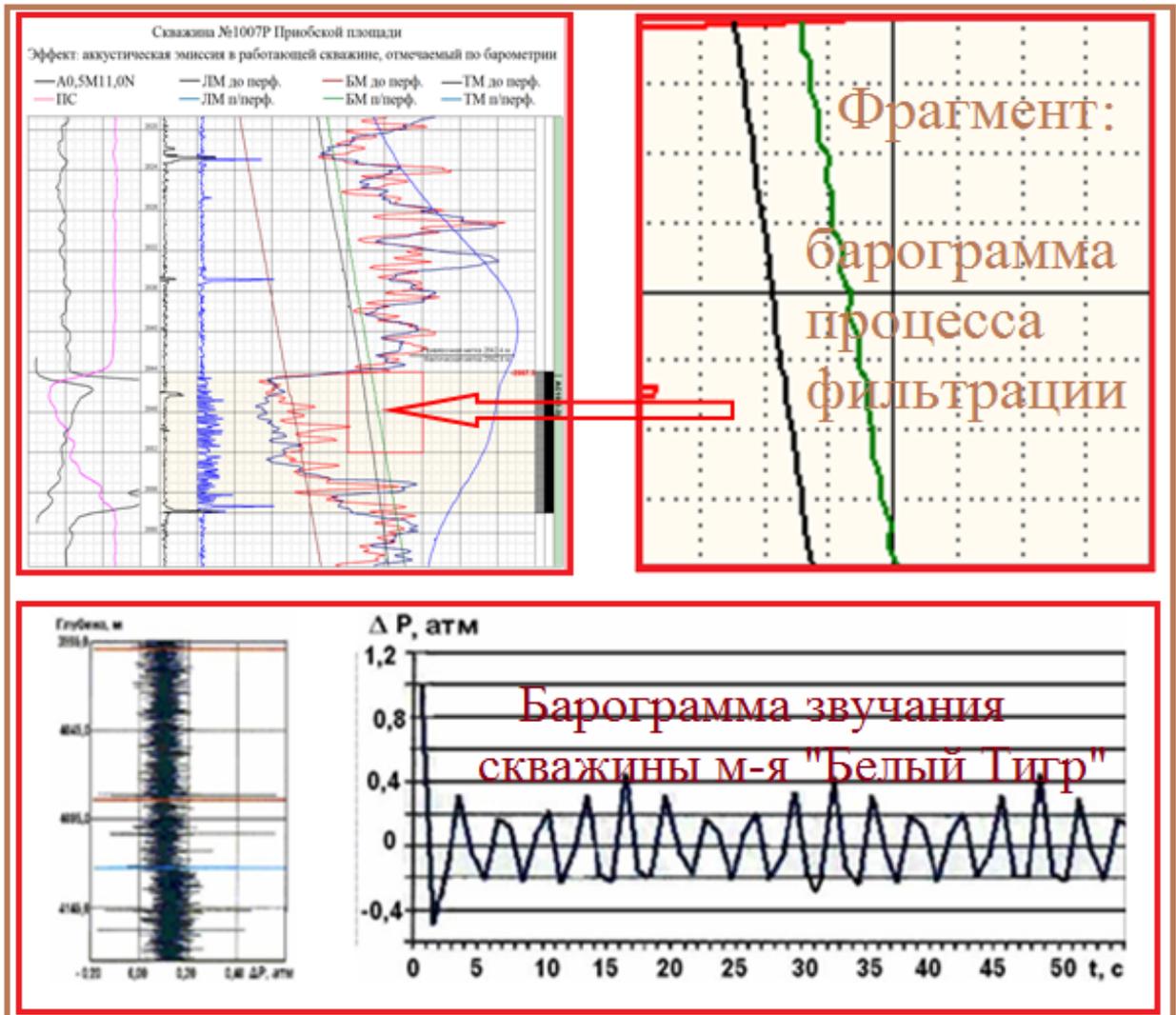


Рис. 14. Пульсирующий режимы фильтрации в терригенном разрезе и в трещиноватых гранитоидах на месторождении «Белый Тигр»

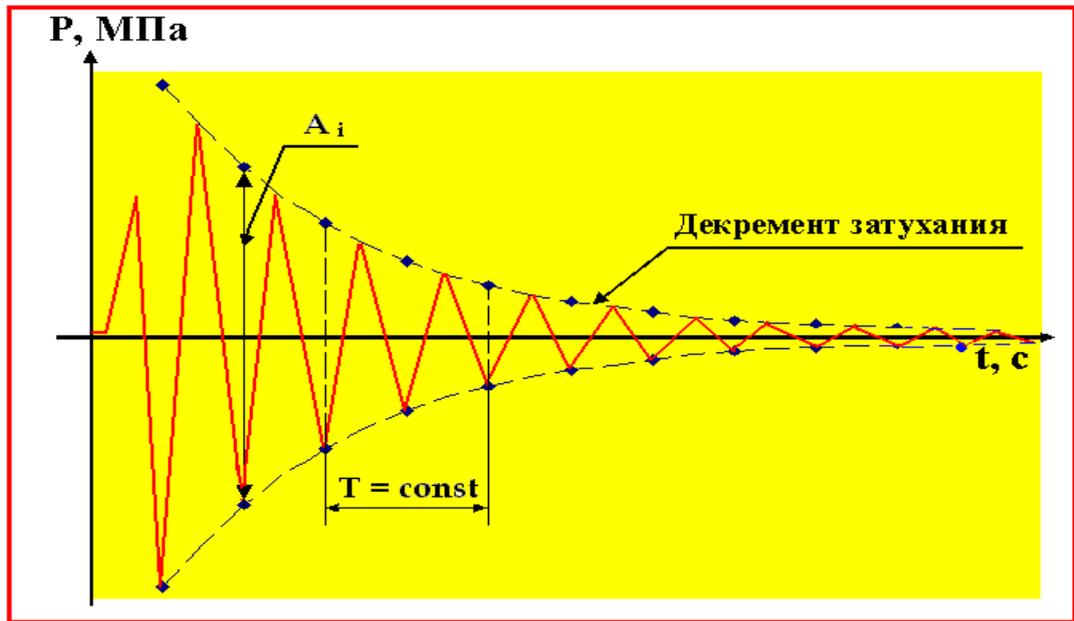


Рис. 15. Значимые параметры гармонического сигнала - отклика

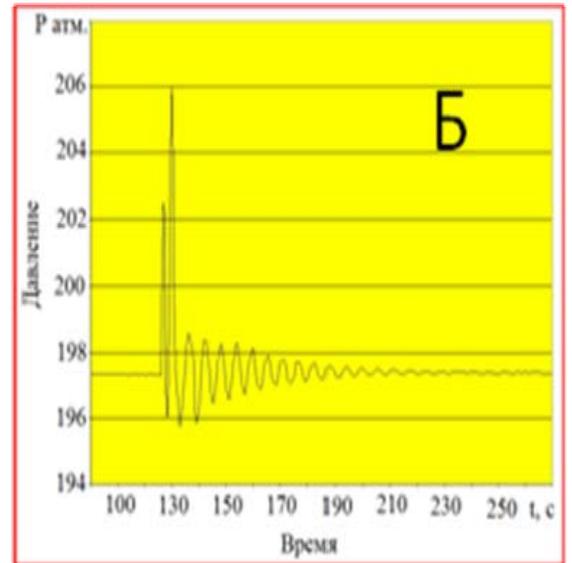
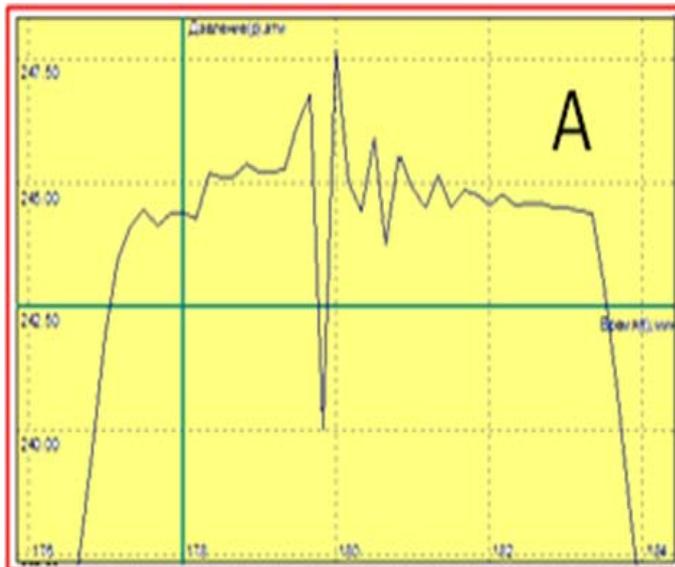


Рис. 16. Отклик пласта BC_6 скв. №3255 У-Б месторождения и пласта AC_{11} скв. № 3004 Приобского месторождения при перфорации

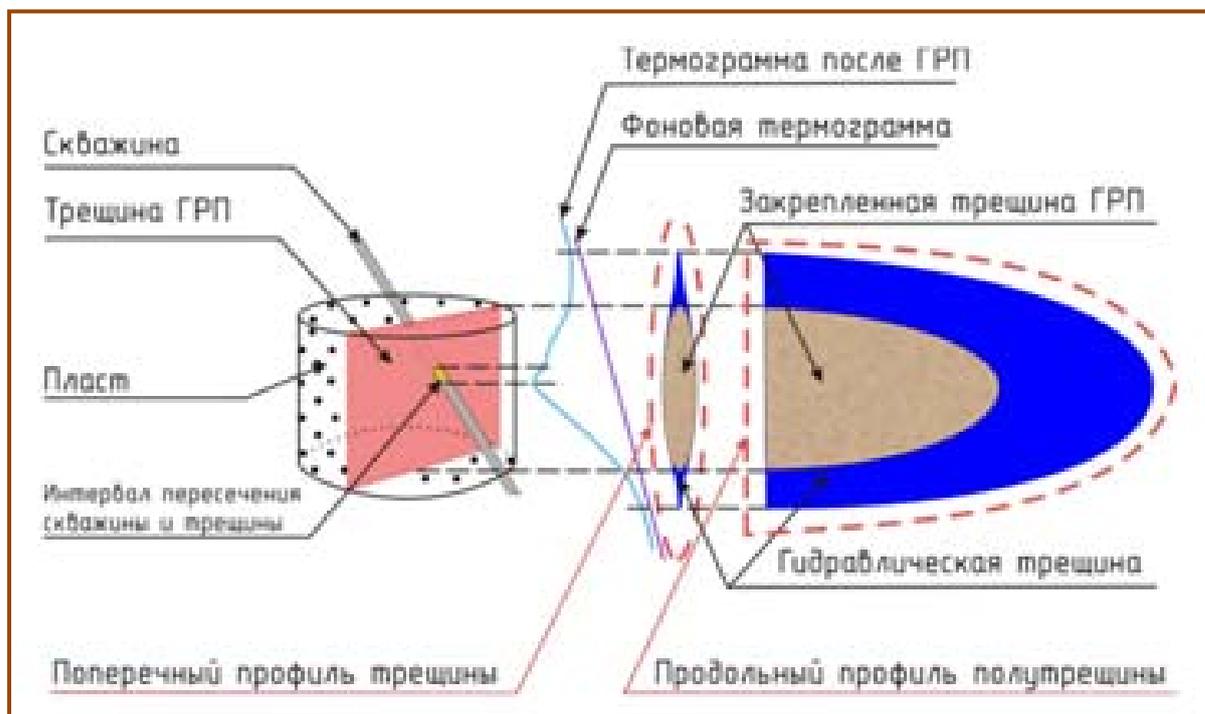
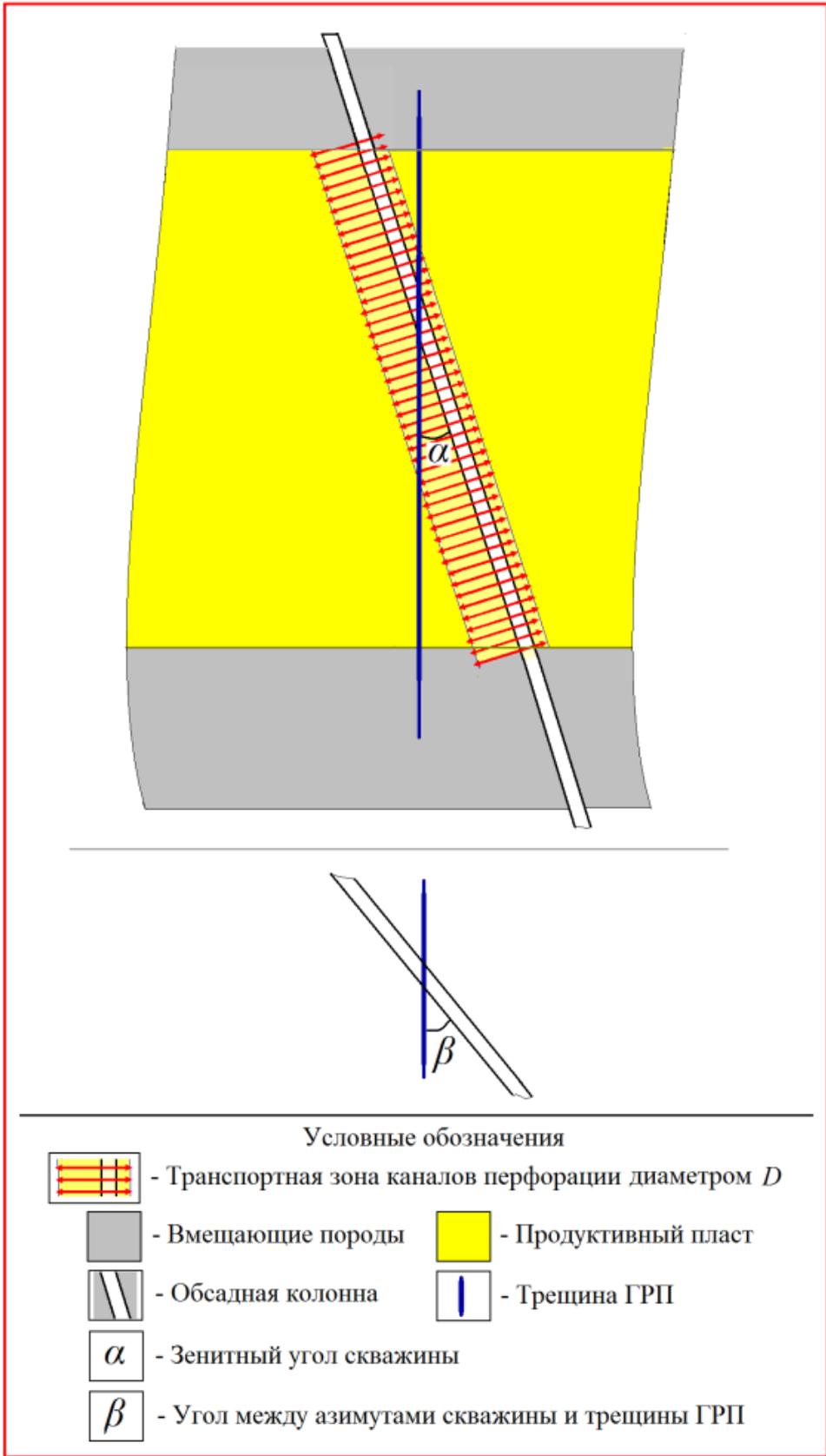


Рис. 17. Схема взаиморасположения пласта, скважины и трещины ГРП



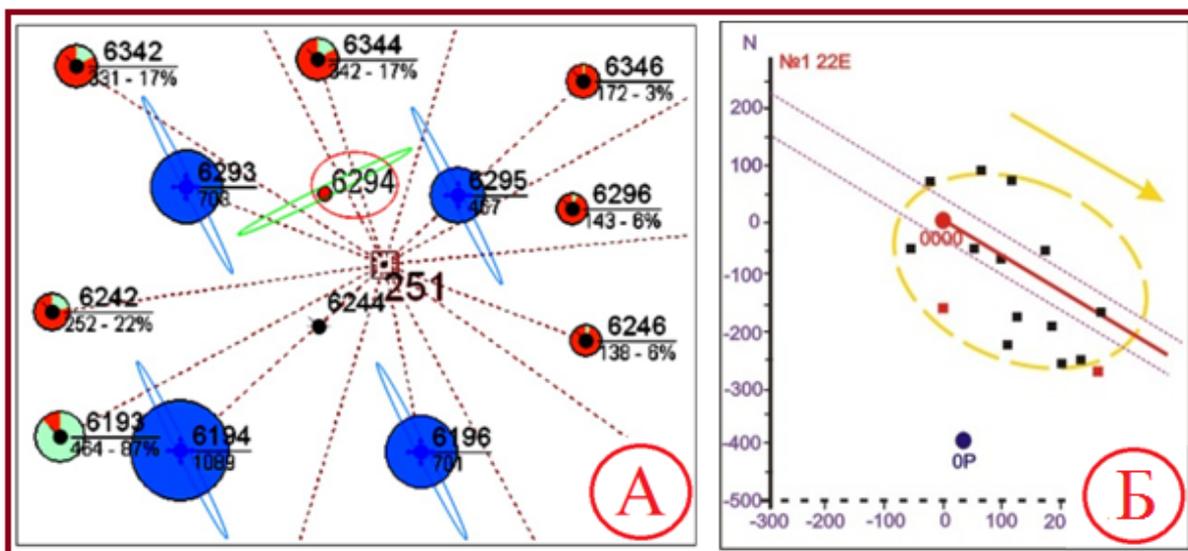


Рис. 18. Схема к расчету параметров трещины ГРП

Рис. 19. Варианты прохождения трещин ГРП:
 А – соединение трещины ГРП с зонами нагнетательных скважин;
 Б – асимметричное развитие крыльев трещины ГРП

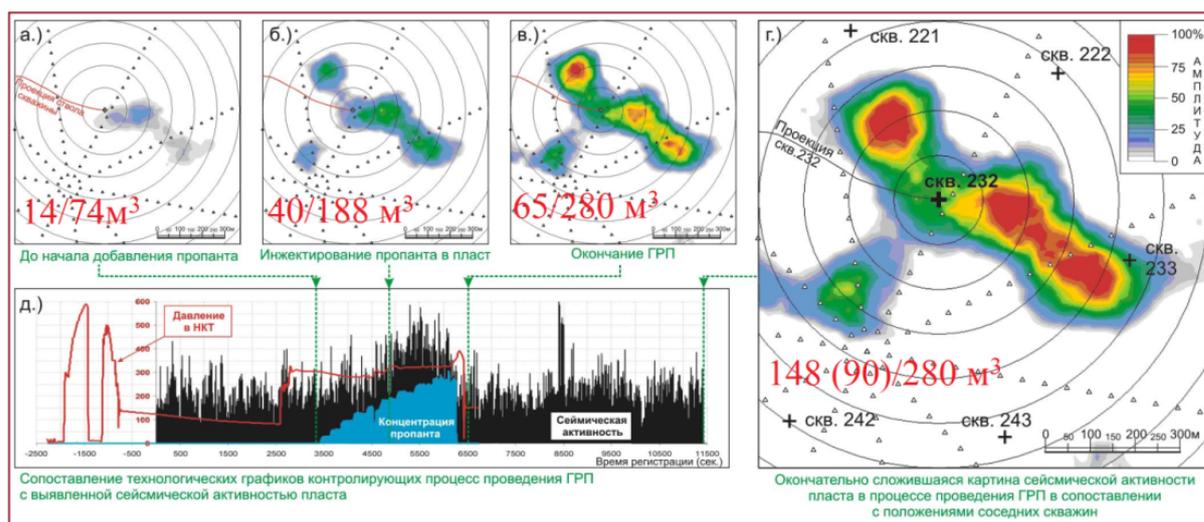


Рис. 20. Сводные результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП на скважине 232 Приобского месторождения

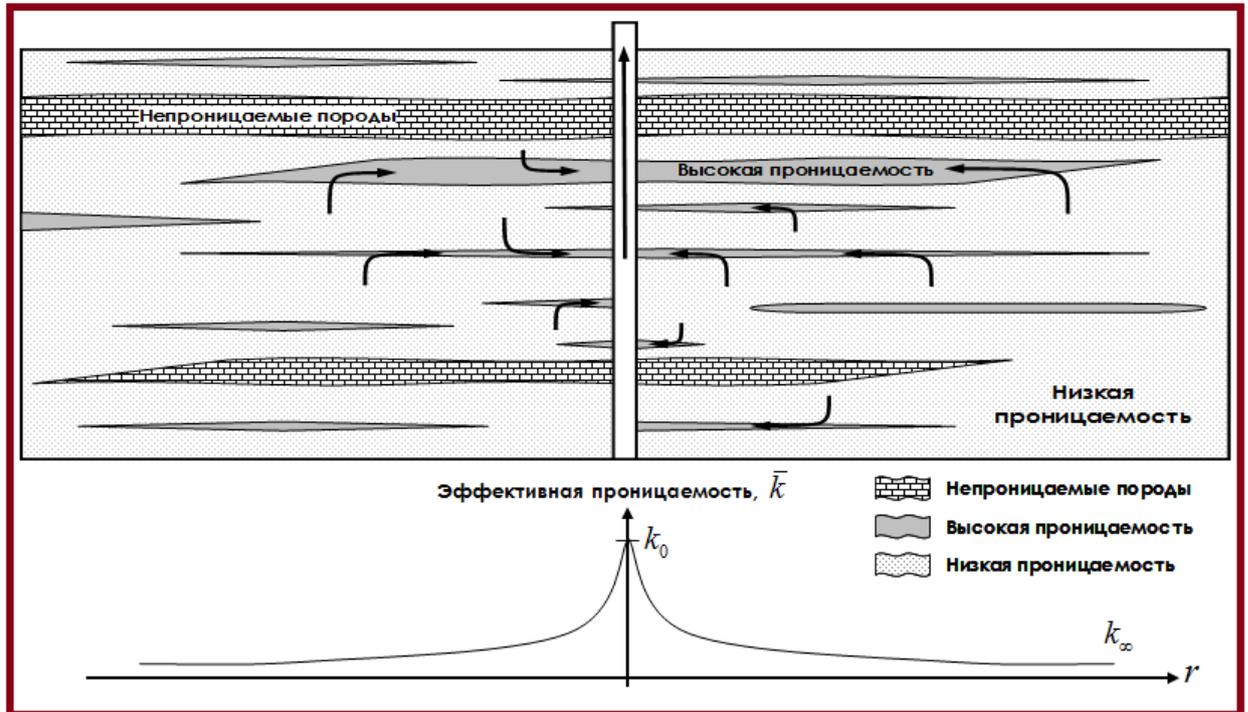


Рис. 21. Влияние каналов высокой проницаемости на разработку

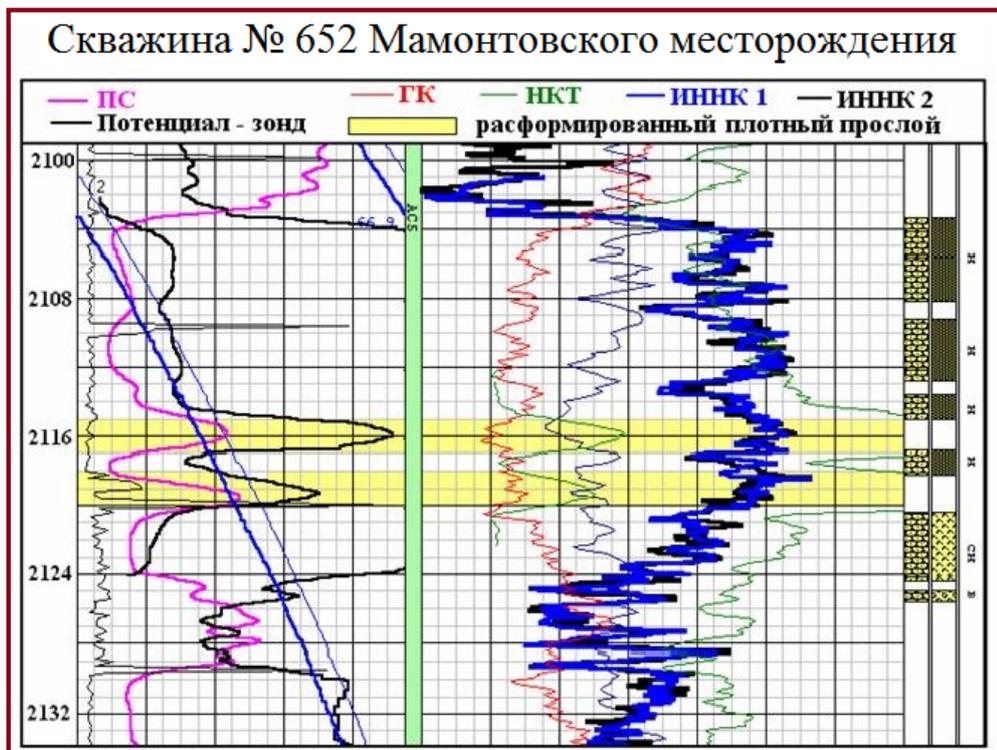


Рис. 22. Расформирование плотного прослоя в процессе разработки

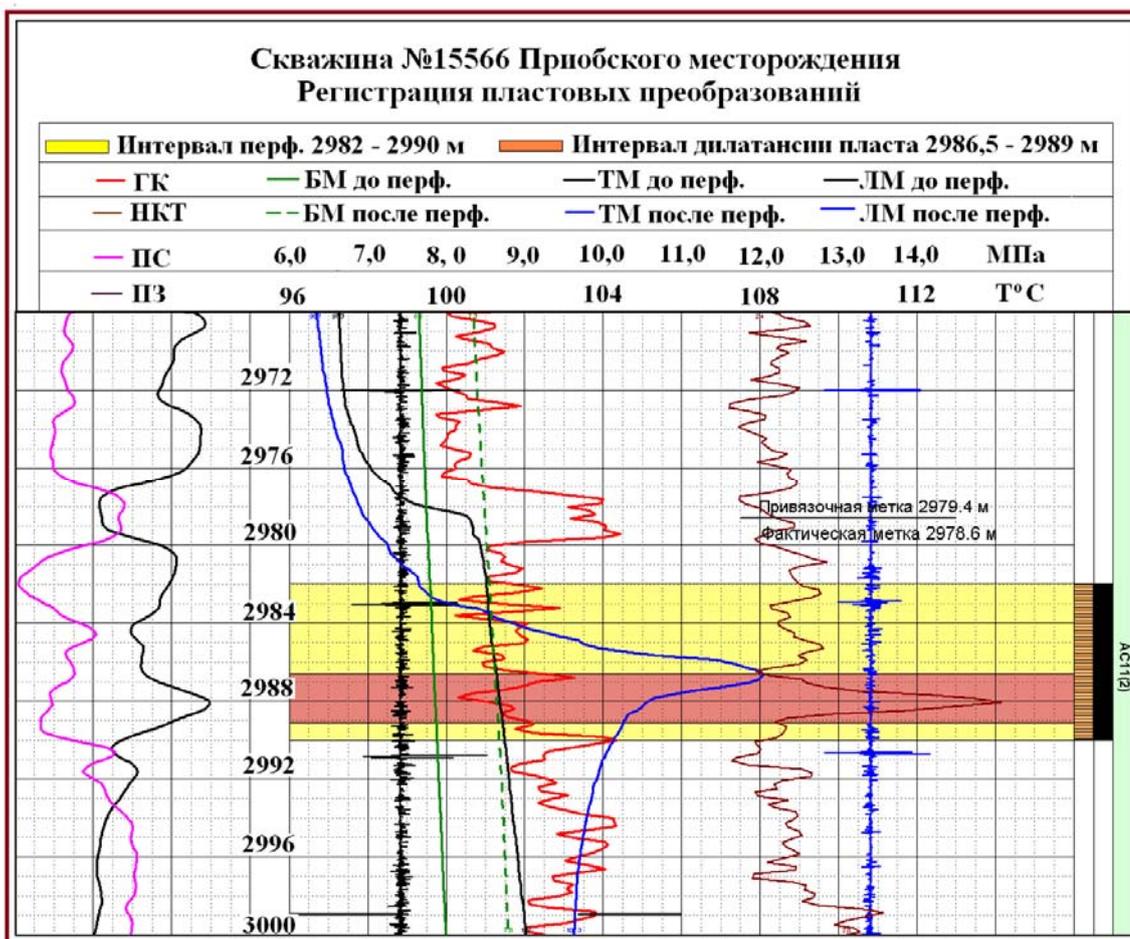


Рис. 23. Сброс энергии на границах (кровля – подошва) уплотненного прослоя при кумулятивной перфорации