

РУБРИКА: ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА

Подход к выявлению положения скважины относительно системы естественных макротрещин по результатам гидродинамических исследований трещиновато-поровых коллекторов

А. С. Герштанский (аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

Настоящее исследование посвящено анализу информативности длительных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) в случае наличия системы протяженных естественных трещин в пласте. Неоднозначна аналитическая интерпретация ГДИС (в частности, кривых стабилизации давления) в трещиновато-поровых коллекторах из-за неопределенности пространственного положения скважины относительно естественных макротрещин. Поскольку удаление скважины от трещинных каналов напрямую влияет на динамику перераспределения давления и время изменения режимов течения, стандартный анализ без учета геометрии сети приводит к получению «видимых», а не истинных фильтрационных параметров. Это создает риски неверной оценки эффективной проницаемости и продуктивности скважин, требуя разработки подходов к количественному учету геометрического фактора на основе численного моделирования.

Ключевые слова: трещиновато-поровый коллектор, гидродинамические исследования скважин (ГДИС), кривая стабилизации давления (КСД), диагностический график, двойная пористость, модель Уоррена — Рута, коэффициент межпорового перетока, расстояние между трещинами, численное моделирование, «ТНавигатор», KAPPA Saphir.

An approach to identifying the position of a well relative to a system of natural macrofractures based on the results of pressure transient analysis of fractured-porous reservoirs

A. S. Gershtanskiy (graduate student National University of Oil and Gas “Gubkin University”)

This study analyzes the information content of long-term pressure transient well testing analysis (PTA) in the presence of a system of extended natural fractures in the reservoir. The ambiguity of analytical interpretation of PTA (in particular, pressure stabilization curves) in fractured reservoirs arises due to the uncertainty of the well's spatial position relative to the natural macrofractures. Since the well's distance from the fracture channels directly affects the

dynamics of pressure redistribution and the timing of flow regime changes, standard analysis without taking into account the network's geometry results in “apparent” rather than true filtration parameters. This creates the risk of incorrectly assessing the effective permeability and productivity of wells, requiring the development of approaches to quantitatively accounting for geometric factors based on numerical modeling.

Keywords: fractured-porous reservoir, pressure transient analysis, pressure drawdown test, diagnostic graph, dual porosity, Warren—Root model, distance between fractures, 3D numerical modeling.

Введение

Карбонатные и значительная часть терригенных коллекторов нефтяных и газовых месторождений характеризуются двойной системой пустотного пространства, включающей первичную пористость матрицы горной породы и систему вторичных трещин различной генетики и масштаба. Трещины, даже занимая незначительную долю общего порового объема, нередко определяют практическую проницаемость коллектора, формируют основные пути миграции флюидов и обуславливают высокую пространственную неоднородность фильтрационных свойств пласта. Корректная оценка фильтрационно-емкостных свойств таких коллекторов является критически важной задачей при разработке месторождений, прогнозировании динамики добычи и обосновании технологических решений.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) — в первую очередь кривые восстановления давления (КВД) и кривые стабилизации давления (КСД) — остаются основным инструментом прямого измерения фильтрационных характеристик пласта в пластовых условиях. В отличие от лабораторных определений проницаемости на керне, ГДИС интегрируют информацию о фильтрационных свойствах в пределах области исследования радиусом от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Именно поэтому данные ГДИС принципиально важны для оценки «эффективной» проницаемости трещиновато-порового пласта — той, которая определяет реальную добычную продуктивность скважины в пластовом масштабе. [1]

Теоретическое описание нестационарной фильтрации в трещиновато-поровых коллекторах заложено в фундаментальных работах Уоррена и Рута, предложивших концептуальную модель однородно трещиноватого пласта с двумя системами пустотного пространства — матрицей и трещинами.

В этой модели трещины обеспечивают фильтрацию флюида к скважине, тогда как матрица служит источником флюида для трещин в процессе квазистационарного межпорового перетока. Каземи и Де Своан обобщили данный подход, рассмотрев нестационарный переток и неравновесные условия.

Ключевыми параметрами модели Уоррена — Рута являются: коэффициент относительной емкости трещин ω , характеризующий долю упругих запасов пласта, сосредоточенных в трещинах, и коэффициент межпорового перетока λ , описывающий интенсивность обмена флюидом между матрицей и трещинами [2].

Характерным диагностическим признаком трещиновато-порового коллектора на диагностическом графике КВД/КСД в логарифмических координатах ($\log - \log$) является специфическая «впадина» — локальный минимум кривой производной давления, соответствующий переходному режиму межпорового перетока. Этот признак широко используется при интерпретации ГДИС в карбонатных коллекторах, однако его идентификация на реальных данных нередко затруднена вследствие шума измерений и неопределенности в положении скважины относительно трещинной системы [3].

Практика интерпретации ГДИС в трещиноватых коллекторах выявляет ряд принципиальных проблем. Классический «двойной» сигнал Уоррена — Рута наблюдается далеко не всегда — ни в теоретических решениях при крайних значениях параметров, ни тем более в реальных данных. Более серьезная, недостаточно исследованная в литературе проблема заключается в том, что измеряемая в ходе ГДИС «эффективная» проницаемость зависит не только от собственных параметров пласта (проницаемости матрицы и трещин, плотности трещинной сети), но и от пространственного расположения скважины относительно отдельных трещин. Скважина, непосредственно вскрывшая крупную трещину, фиксирует принципиально иную картину перераспределения давления, нежели скважина, расположенная в центре матричного блока между системой трещин. Этот эффект способен приводить к систематическому смещению результатов стандартной интерпретации ГДИС. [2]

Проблема чувствительности результатов ГДИС к положению скважины в трещинной системе неотделима от более общей задачи оценки неопределенности при гидродинамических исследованиях. При стандартном подходе к интерпретации КСД специалист выбирает модель и подбирает ее параметры, как правило не располагая надежной независимой информацией о геометрии трещинной системы в окрестности скважины. Это порождает возможность систематической погрешности: один и тот же набор данных КСД может быть интерпретирован с существенно различными значениями эффективной проницаемости в зависимости от принятых допущений. Количественное исследование этой неопределенности является важной методологической задачей.

Целью настоящей работы является оценка влияния положения скважины относительно системы ортогональных макротрещин и плотности трещинной сети на форму диагностических графиков КСД в рамках модели двойной пористости. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Построение секторной цифровой модели трещиновато-порового пласта с регулярной ортогональной системой трещин в симуляторе «ТНавигатор».
2. Моделирование работы скважины в двух характерных положениях относительно трещинной системы для двух значений шага трещин.
3. Вариативное исследование влияния коэффициента межпорового перетока λ .
4. Анализ смоделированных КСД в программе KAPPA Saphir.

Описание симуляционной модели

Общая концепция и тип модели

Для численного воспроизведения условий проведения ГДИС в трещиновато-поровом коллекторе была построена трехмерная секторная модель пласта в гидродинамическом симуляторе «ТНавигатор». В качестве концептуальной основы использована модель двойной пористости, позволяющая в явном виде задать как фильтрационные характеристики матрицы и трещин, так и интенсивность межпорового перетока. Модель двойной пористости предполагает, что трещинная система образует самостоятельную непрерывную поровую среду, проницаемость которой на несколько порядков превышает проницаемость матрицы, тогда как матрица обеспечивает долгосрочный приток за счет расширения флюида и перетока в трещинную систему.

Принципиальное достоинство данного подхода состоит в том, что параметры λ , ω и геометрия трещинной сети задаются в явном виде на уровне симулятора, а результирующие КСД, полученные на выходе модели, поступают на интерпретацию в стандартный аналитический инструмент KAPPA Saphir без каких-либо дополнительных допущений о природе наблюдаемого сигнала. Тем самым обеспечивается замкнутая цепочка: известные входные параметры → синтетические данные ГДИС → стандартная интерпретация → сравнение с исходными параметрами. Эта схема является общепринятой методологией верификации алгоритмов интерпретации и изучения неопределенностей в нефтепромысловой гидродинамике.

Параметры пласта и трещинной системы

Для настоящего исследования приняты следующие характеристики пласта и флюида:

- проницаемость матрицы: $k_m = 0.3$ мД;

- проницаемость трещин: $k_f = 300$ мД;
- контраст проницаемостей $\frac{k_f}{k_m}$ составляет 1000;
- моделирование выполнялось для однофазного флюида без учета капиллярных и гравитационных эффектов;
- толщина пласта $h = 20$ м;
- начальное пластовое давление P_i порядка 201 атм. Скважина эксплуатировалась с постоянным объемным дебитом жидкости $Q = 1.5$ м³/сут.;
- система трещин задавалась как ортогональная регулярная сеть двух взаимно перпендикулярных систем макротрещин.

Рассматривались два значения шага трещинной сети: матричный блок 1000×1000 м и 500×500 м. Такой диапазон охватывает крупноблоковые (редкие) и среднеблоковые (умеренно плотные) трещинные системы, характерные для крупных карбонатных нефтегазоконденсатных месторождений. Коэффициент межпорового перетока варьировался в трех значениях: 0.012, 0.12 и 1.2. Данный диапазон охватывает два порядка величины и соответствует широкому спектру условий взаимодействия матрицы и трещин — от медленного до интенсивного перетока (рис. 1, 2).

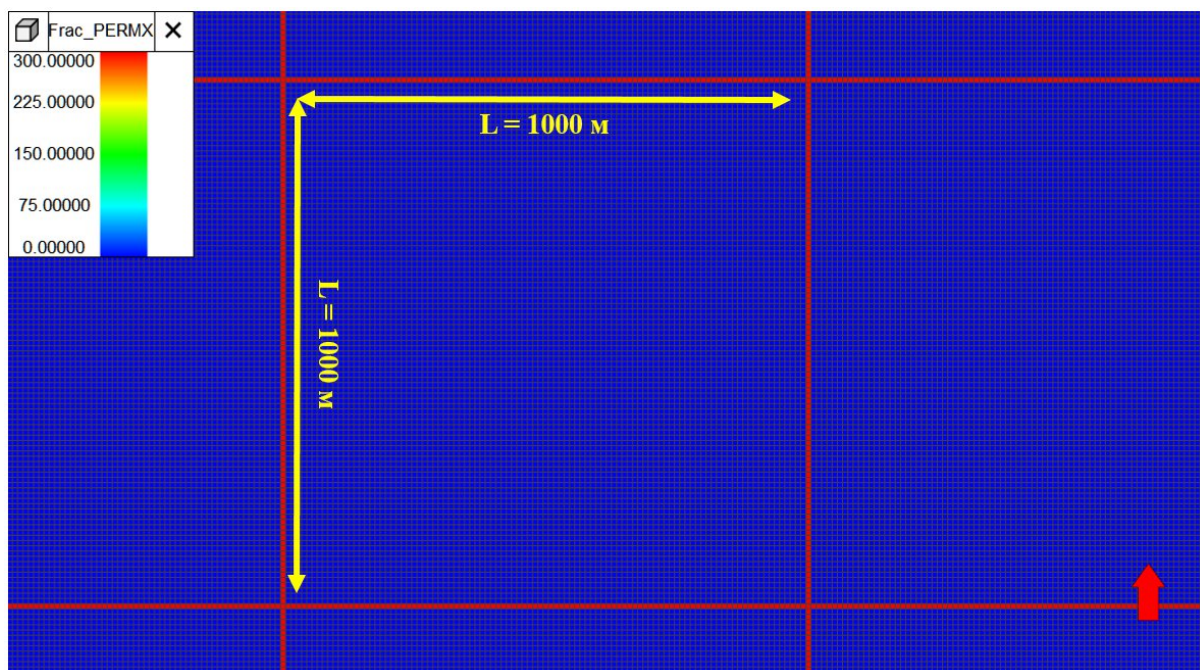


Рисунок 1. Матричный блок 1000×1000 м

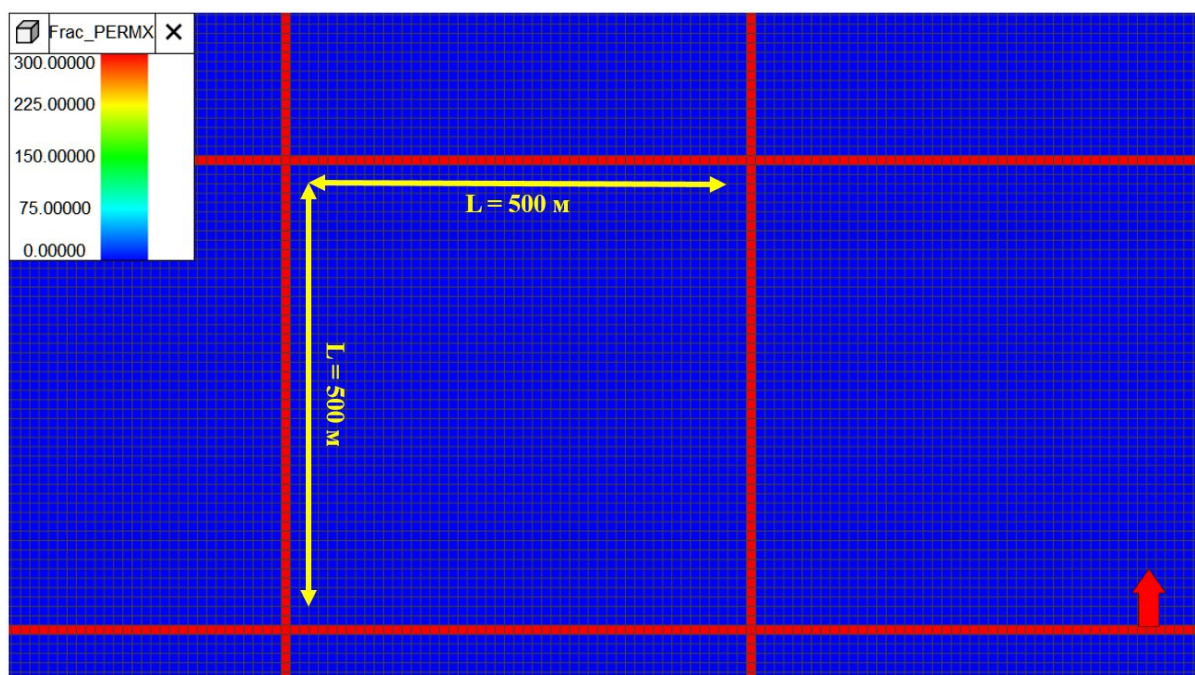


Рисунок 2. Матричный блок 500 × 500 м

Положения скважины относительно трещинной системы

В настоящей работе скважина последовательно размещалась в двух положениях относительно трещинной системы. Положение 1 — в центре матричного блока, на равном удалении от четырех ближайших трещин (рис. 3).

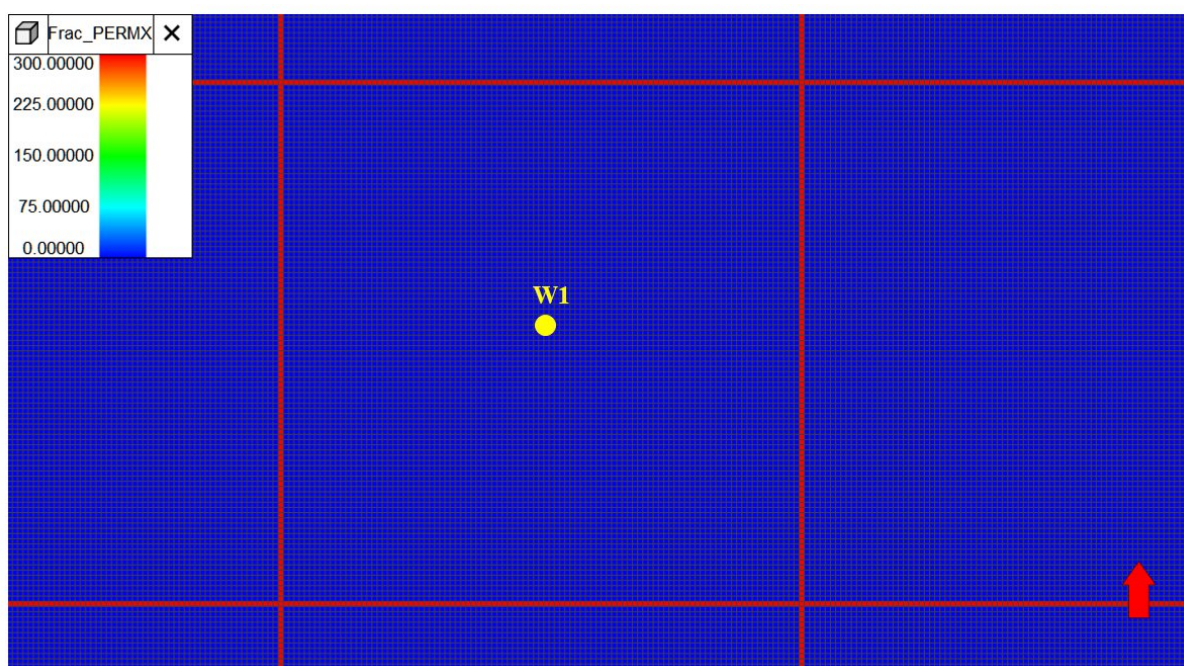


Рисунок 3. Расположение скважины в центре матричного блока

Данное положение моделирует скважину, не вскрывшую в процессе бурения ни одной крупной трещины и расположенную в «мертвой зоне» пространственной неоднородности, максимально удаленной от проводящих каналов.

Положение 2 — вблизи трещины (ближнее промежуточное положение). Скважина расположена существенно ближе к одной из трещин системы, чем к противоположным. Такой вариант отражает типичную производственную ситуацию, когда при бурении скважина не попала непосредственно в трещину, однако располагается в ее непосредственной близости и в той или иной мере захватывает ее гидродинамическое влияние (рис. 4).

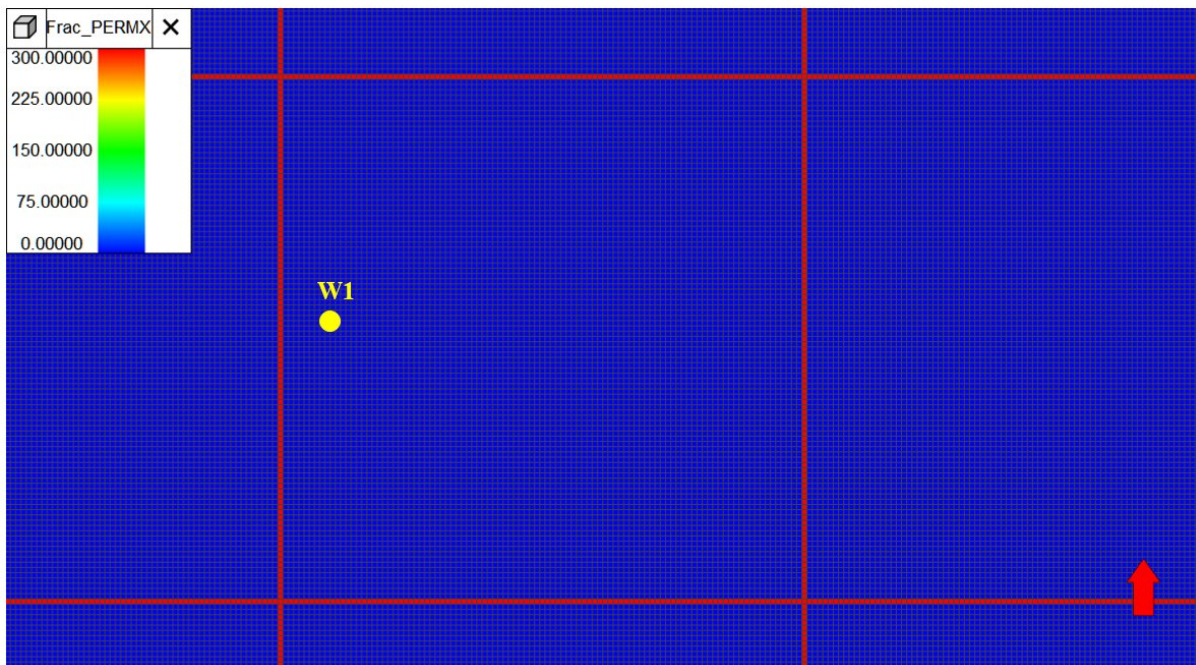


Рисунок 4. Расположение скважины вблизи трещины из системы

Граничные условия и режим исследования

Внешние границы модели приняты непроницаемыми. Размер модели в плане значительно превышает шаг трещинной сети, что исключает влияние граничных эффектов на форму КСД в течение всего расчетного периода. Скважина работала в режиме заданного постоянного дебита жидкости в течение периода добычи (режим КСД).

Методология вычислительного эксперимента

Матрица вариантов

Общая матрица вычислительных экспериментов сформирована как полный факторный план по трем варьируемым параметрам: шаг

трещинной сети (2 уровня: 500 и 1000 м), положение скважины (2 уровня: центр блока, ближе к трещине) и коэффициент межпорового перетока (3 уровня: 0.012, 0.12, 1.2). Итого: 12 вычислительных вариантов (таб. 1).

Таблица 1. Нумерация вариантов расчета

№	Распол. скв.	Размер блока, м	Кэф. межпорового перетока	Прон. матрицы, мД	Прон. трещин, мД	Толщина пласта, м	Нач. пластовое давление, атм
1	В центре матрицы	1000 × 1000	0.12	0.3	300	20	201
2			0.012				
3			1.2				
4	Вблизи трещины из системы	1000 × 1000	0.12				
5			0.012				
6			1.2				
7	В центре матрицы	500 × 500	0.12				
8			0.012				
9			1.2				
10	Вблизи трещины из системы	500 × 500	0.12				
11			0.012				
12			1.2				

Результаты

Массив рассчитанных значений забойного давления был экспортирован из «тНавигатора» и загружен в аналитическую программу KAPPA Saphir v4.30.07. Для каждого из 12 вариантов был построен диагностический график КСД в двойных логарифмических координатах — совмещенный график восстановления давления $\Delta p(\Delta t)$ и его логарифмической производной $d(\Delta p)/d(\ln \Delta t)$ по методу Буде.

Влияние коэффициента межпорового перетока

В пределах каждой из четырех групп изменение λ в диапазоне от 0.012 до 1.2 в рамках проведенного аналитического эксперимента параметр межпорового перетока контролирует временную позицию «впадины» в производные давления (рис. 6–8).

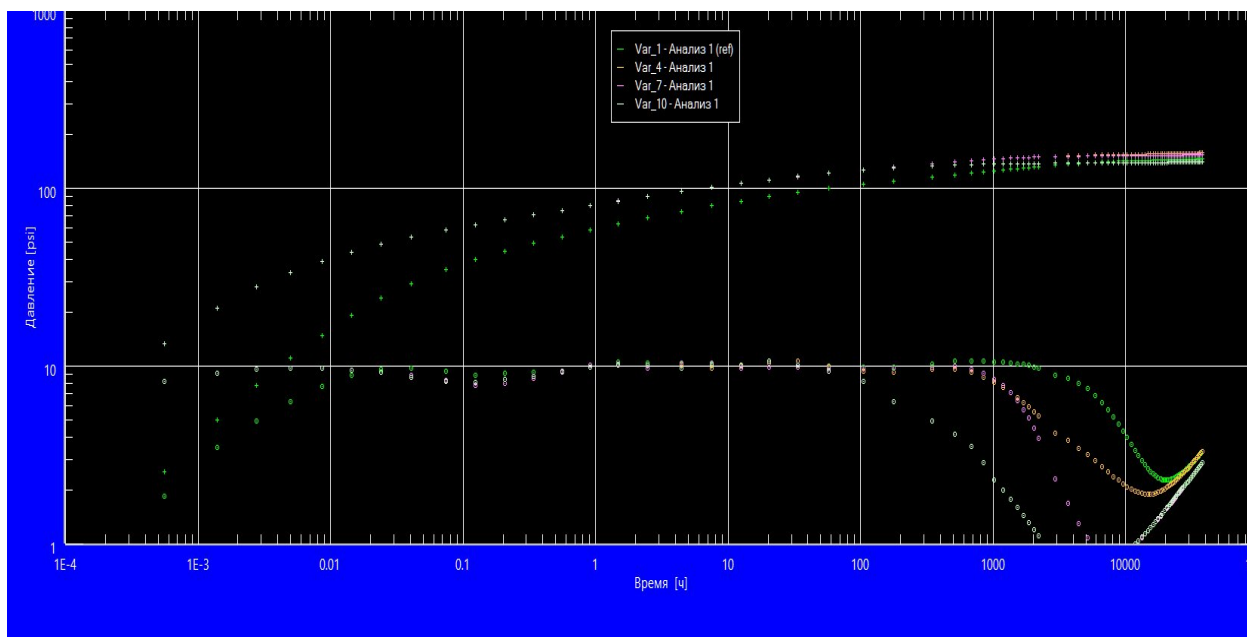


Рисунок 5. Диагностический график $\log - \log$ полученных вариантов 1, 4, 7, 10

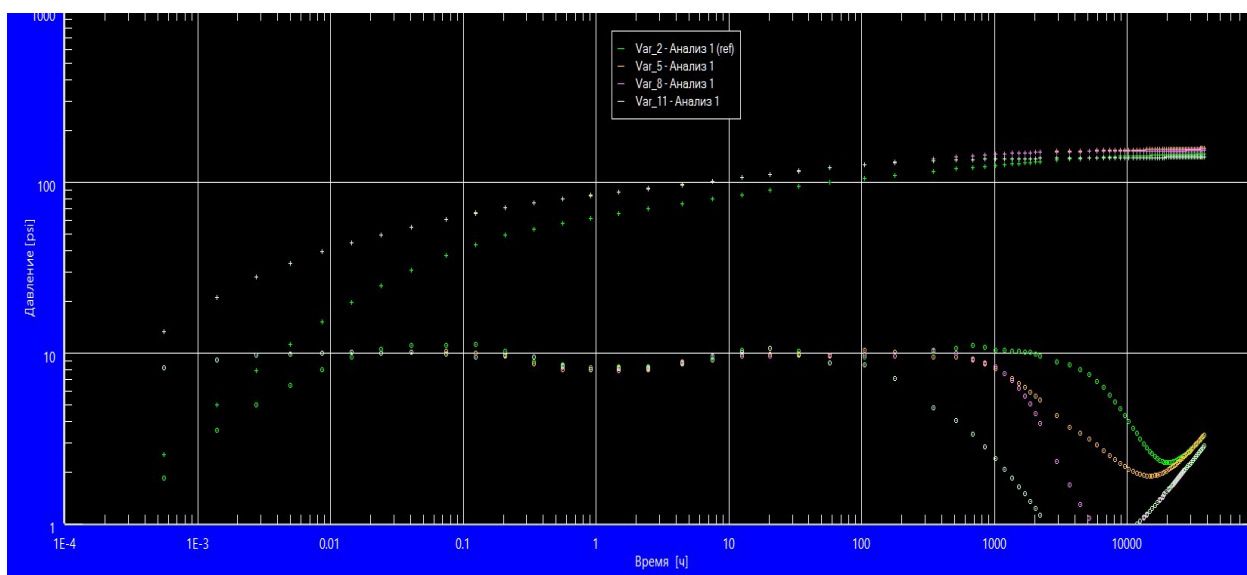


Рисунок 6. Диагностический график $\log - \log$ полученных вариантов 2, 5, 8, 11

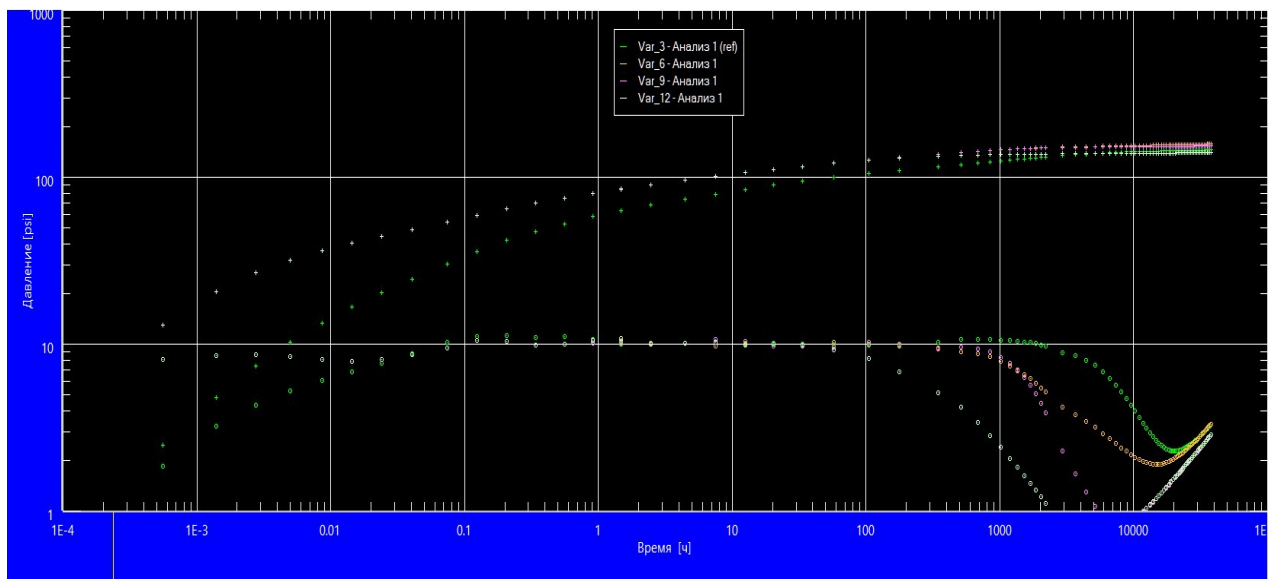


Рисунок 7. Диагностический график $\log - \log$ полученных вариантов 3, 6, 9, 12

На всех трех сравнительных графиках в ранний период ($\Delta t < 0.01$ ч) все четыре кривые практически неразличимы — этот диапазон соответствует режиму влияния ствола скважины, распределение давления в пласте еще не отражается в данных. Уже при $\Delta t \sim 0.01-0.1$ ч кривые давления начинают расходиться. Скважина в центре блока 1000×1000 м (Var_1) демонстрирует наибольшую амплитуду стабилизации давления при заданном Δt , тогда как вариант с наименьшим расстоянием до трещины и наибольшей плотностью трещинной сети (Var_10) обеспечивает максимально быстрое стабилизированное давления.

На кривых производной давления (нижняя часть каждого графика) отчетливо прослеживается различная динамика выхода на радиальную полку. Для варианта Var_1 производная после начального снижения долго держится на пониженном уровне с едва различимой «впадиной», после чего начинает возрастать к поздней радиальной полке. Для варианта Var_10 производная выходит на свою полку быстрее.

Особо следует отметить, что все три сравнительных рисунка (для $\lambda = 0.12$, 0.012 и 1.2) практически неразличимы визуально — взаимное расположение кривых, характер расхождения и форма производных сохраняются при изменении λ на два порядка.

Влияние положения скважины относительно трещины

Переход от центрального положения скважины в матричном блоке к ближнему положению (при неизменном шаге трещинной сети) приводит к систематическому увеличению видимой эффективной проницаемости.

Физическая природа данного увеличения связана с особенностями формирования воронки депрессии вокруг скважины. Скважина в центре блока изначально «видит» лишь низкопроницаемую матрицу, высокопроницаемые трещины вовлекаются в фильтрацию лишь по мере распространения возмущения давления до их контура. При $L = 1000$ м расстояние от центра блока до ближайшей трещины составляет 500 м, и до момента «достижения» трещины давление в скважине существенно снижается, что отражается в более высоком перепаде, чем для ближнего положения при том же шаге. Скважина вблизи трещины практически сразу после снятия нагрузки обменивается давлением с высокопроницаемой трещиной, что обеспечивает более раннее вовлечение трещинной системы и, как следствие, более высокое видимое $k \cdot h$ при стандартной интерпретации.

С точки зрения практики разработки данный результат означает, что при равных прочих условиях стандартная интерпретация КСД может занижать эффективную проницаемость пласта по сравнению с «реальным» значением, характерным для области влияния скважины, если скважина расположена в удалении от ближайшей трещины.

Влияние шага трещинной сети

Уменьшение шага трещинной сети с 1000 до 500 м при сохранении остальных параметров приводит к резкому увеличению видимой эффективной проницаемости. Принципиальное практическое следствие данного результата состоит в следующем. Если на реальном месторождении истинный шаг трещинной сети составляет 500 м, а в расчетной модели принят шаг 1000 м, то эффективная проницаемость по результатам ГДИС окажется заниженной. При использовании такой заниженной проницаемости в гидродинамической модели прогноз добычи будет существенно пессимистичным, а оценка КИН занижена.

Выводы

По итогам аналитической интерпретации кривых стабилизации давления в трещиновато-поровом коллекторе с ортогональной системой регулярных макротрещин и последующей интерпретации в KAPPA Saphir сформулированы следующие основные выводы.

1. Положение скважины относительно ближайшей трещины оказывает значимое влияние на видимую эффективную проницаемость, определяемую стандартной интерпретацией КСД. При переходе от центрального положения в матричном блоке к ближнему к трещине положению кажущееся значение $k \cdot h$ возрастает как при $L = 1000$ м, так и при $L = 500$ м. Это ставит под сомнение

однозначность результатов стандартной интерпретации ГДИС без учета пространственного контекста скважины относительно трещинной системы.

2. Плотность трещинной системы является определяющим фактором формирования КСД. Уменьшение шага трещин с 1000 до 500 м при прочих равных условиях приводит к возрастанию кажущейся $k \cdot h$. Данный результат указывает, что без независимой оценки расстояния до трещин стандартная интерпретация ГДИС может давать значение эффективной проницаемости, заниженное в несколько раз по сравнению с реальным значением для более плотной трещинной сети.
3. Коэффициент межпорового перетока λ в исследованном диапазоне 0.012–1.2 практически не влияет на значение $k \cdot h$, определяемое при стандартной интерпретации КСД. Надежное независимое определение λ из стандартных промысловых КСД представляет значительную методическую сложность, тогда как суммарная проводимость системы $k \cdot h$ оценивается устойчиво вне зависимости от λ в данном диапазоне.
4. Забойное давление в конце периода добычи $P(\Delta t = 0)$ несет диагностическую информацию о связности скважины с трещинной системой. Для скважины в центре блока 1000 × 1000 м депрессия в конце периода добычи с постоянным дебитом будет почти вдвое больше, чем для скважины вблизи трещины, что косвенно отражает существенно меньшую продуктивность первой конфигурации.
5. Совокупность полученных количественных зависимостей создает методологическую основу для решения обратной задачи — оценки геометрии трещинной системы по данным ГДИС. Для ее полноценного решения необходимы: расширение матрицы вариантов с включением всех четырех положений скважины, совместное использование данных ГДИС с независимой информацией о трещинах (сейсмические исследования, ГИС-имиджеры, петрофизические данные), а также применение методов вероятностной интерпретации и анализ истории пластового давления.

Список литературы

1. Кременецкий М. И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи / Кременецкий М. И., Ипатов А.И. — Москва: Издательство «ИКИ», 2020.
2. Кременецкий М. И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой / Кременецкий М. И., Ипатов А.И. — Москва: Издательство «ИКИ», 2020.
3. Узе О. Анализ динамических данных / Узе О., Витурат Д., Фяре О. — КАППА, 2021.

References

1. Kremenetsky M. I. Application of field geophysical control to optimize oil and gas field development. Vol. 1. Fundamentals of hydrodynamic-geophysical control of development and production monitoring / Kremenetsky M. I., Ipatov A.I. — Moscow: IKI Publishing House, 2020 (in Russ.).
2. Kremenetsky M. I. Application of field geophysical control to optimize oil and gas field development. Vol. 2. The role of hydrodynamic-geophysical monitoring in development management / Kremenetsky M. I., Ipatov A.I. — Moscow: IKI Publishing House, 2020 (in Russ.).
3. Houze O. Dynamic Data Analysis / Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. — Kappa, 2021.